

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL REEMPLAZO DE UN SISTEMA
DIÉSEL POR UNA MICRORRED HÍBRIDA EN LA ZONA NO INTERCONECTADA
DE PIZARRO, BAJO BAUDÓ, CHOCÓ.

HUGO RONALDO PAIPA CHAPARRO
CARLOS ALFREDO PEÑA BECERRA

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

2021

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL REEMPLAZO DE UN SISTEMA
DIÉSEL POR UNA MICRORRED HÍBRIDA EN LA ZONA NO INTERCONECTADA
DE PIZARRO, BAJO BAUDÓ, CHOCÓ.

HUGO RONALDO PAIPA CHAPARRO
CARLOS ALFREDO PEÑA BECERRA

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista

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

CODIRECTOR
CESAR ANTONIO DUARTE GUALDRÓN
PhD. in Electrical and Computer Engineering

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

2021

DEDICATORIA

A los seres excepcionales que sin duda les debo todo lo que soy, y lo que alguna vez seré. A mi padre, por su incansable esfuerzo, por su sacrificio y por sus consejos. A mi madre, por su entendimiento, enseñanza y calidez.

A Dios, por darme el gran privilegio de poder estudiar, haberme ayudado durante estos años, permitirme rodear de buenas personas y ser siempre mi guía.

A mis primos, especialmente a Alejandra, Sebastián, Holman, Néstor y Miguel Ángel a quienes admiro y respeto, nada de esto sería posible sin sus consejos y compañía.

A los docentes de la Universidad Industrial de Santander que me transmitieron sus conocimientos dentro y fuera del aula de clase, siendo posible mi formación.

A Carlos Peña quien, con su entrega y dedicación, dispuso la mejor actitud en todo momento para poder realizar este trabajo.

Y por último a todos aquellos que de alguna u otra manera han contribuido para que todo esto fuera posible.

HUGO RONALDO PAIPA CHAPARRO

DEDICATORIA

A Dios por estar conmigo en todas las etapas de mi vida, ayudándome a superar cada obstáculo en el camino y con su dirección poder culminar mis estudios.

A mis padres Gabriel Peña y Esther Becerra por su amor y apoyo incondicional, estando para mí en cada momento.

A mis hermanos Yeison Peña y William Peña por ser unas personas muy importantes en este proceso y darme palabras de aliento cuando lo necesitaba.

A todos mis familiares que me han apoyado en mi carrera.

A todos mis amigos que me acompañaron en este proceso y siempre estuvieron allí para apoyarme.

A Hugo Ronaldo Paipa mi amigo y compañero, con quien he trabajado durante varios años y con su esfuerzo ha hecho posible este trabajo.

A cada docente que compartió su conocimiento y me ayudó a crecer como persona y profesional.

CARLOS ALFREDO PEÑA BECERRA

AGRADECIMIENTOS

Los Autores de este proyecto agradecen a:

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones que ayudo nuestra formación como ingenieros electricistas

A Juan Carlos Oviedo, por el apoyo y la dedicación durante el proceso de dirección en esta tesis. Estamos seguros de que, sin sus enseñanzas, consejos y guía, no se hubiese dado nuestro mejor esfuerzo.

A César Antonio Duarte Gualdrón, por brindarnos la orientación, el tiempo y la experiencia necesaria para apoyarnos durante la elaboración de este proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	13
1. OBJETIVOS	16
1.1 OBJETIVO GENERAL	16
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	16
2. MARCO CONCEPTUAL	17
2.1 ZONAS NO INTERCONECTADAS	17
2.2 PROGRAMA CVXMG PARA PLANEACIÓN DE MICRORREDES	19
2.3 ESTRATEGIAS DE GESTIÓN DE LA DEMANDA	24
2.4 CRITERIOS DE COMPARACIÓN DE LAS MICRORREDES	32
2.4.1 Criterios de confiabilidad	32
2.4.2 Criterios económicos	33
3. DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO	35
4. RESULTADOS Y COMPARACIONES AL APLICAR CADA EGD	40
4.1 EFECTOS EN LA DEMANDA Y TAMAÑO DE CAPACIDADES POR LA TARIFA	41
4.1.1 Tarifa por tiempo de uso.	41
4.1.2 Tarifa por precio pico crítico	45
4.1.3 Tarifa por precio dinámico del día siguiente	48
4.1.4 Tarifa por precio basada en incentivos.	52
4.1.5 Comparación de la variación de las capacidades.	55
4.2 COMPARACIÓN DE CRITERIOS	56
4.3 COMPARACIÓN DE LA TASA DE RETORNO, VALOR DEL PRECIO NETO PRIVADO, SUBSIDIOS PÚBLICOS Y LAS GANANCIAS PRIVADAS DEL PRIMER AÑO	58
4.4. COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS MÁS RELEVANTES	60
5. CONCLUSIONES	66
BIBLIOGRAFÍA	68

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Entradas y salidas del dimensionamiento	20
Figura 2. A. Gastos de capital eólicos, B. Precio del impuesto al carbono, C. Gastos de capital de BESS, D. Gastos de capital en generadores diésel, E. Gastos de capital fotovoltaicos, F. Precio del diésel.	23
Figura 3. Clasificación de las EGD.	25
Figura 4. Descripción de la tarifa TdU.....	28
Figura 5. Ubicación unifilar de la localidad.....	36
Figura 6. Diagrama unifilar de la localidad	37
Figura 7. Demanda eléctrica anual.	38
Figura 8. Radiación difusa anual.....	38
Figura 9. Velocidad del viento anual.	39
Figura 10. Radiación global horizontal anual	39
Figura 11. Temperatura anual.....	40
Figura 12. Estructura que conforma la microrred híbrida.....	41
Figura 13. Demanda y consumo de diésel para la tarifa TdU para el caso de solo diésel.....	42
Figura 14. Demanda y capacidades de las fuentes para la tarifa TdU para el caso híbrido	44
Figura 15. Demanda y consumo diésel para la tarifa PPC para el caso de solo diésel.	46
Figura 16. Demanda y capacidades de las fuentes para la tarifa PPC para el caso híbrido.	47
Figura 17. Demanda y consumo diésel para la tarifa PDDS para el caso de solo diésel.....	49

Figura 18. Demanda y capacidades de las fuentes para la tarifa PDDS para el caso híbrido.	51
Figura 19. Demanda y capacidades de las fuentes para la tarifa PBI para el caso de solo diésel.	53
Figura 20. Demanda y capacidades de las fuentes para la tarifa PBI para el caso híbrido.	54
Figura 21. Porcentaje de variación de los resultados más relevantes en el caso diésel	61
Figura 22. Porcentaje de variación de los resultados más relevantes en el caso híbrido.....	62
Figura 23. Porcentaje de variación de los resultados más relevantes para el caso híbrido con respecto al caso base de solo diésel.....	63
Figura 24. Comparación del rendimiento con cada EGD.....	64

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Parámetros de entrada.	21
Tabla 2. CAPEX, OPEX y costos de mantenimiento. ¡Error! Marcador no definido.	
Tabla 3. Variación del consumo diésel debido a la EGD TdU para el caso de solo diésel.	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 4. Variación del consumo diésel entre el caso híbrido y el base de solo diésel debido a la EGD TdU.	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 5. Variaciones debido a la EGD TdU para el caso híbrido. ¡Error! Marcador no definido.	
Tabla 6. Variación del consumo diésel debido a la EGD PPC para el caso de solo diésel.	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 7. Variación del consumo diésel entre el caso híbrido y el base de solo diésel, debido a la EGD PPC.	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 8. Variaciones debido a la EGD PPC para el caso híbrido. ¡Error! Marcador no definido.	
Tabla 9. Variación del consumo diésel debido a la EGD PDDS para el caso de solo diésel.	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 10. Variación del consumo diésel entre el caso híbrido y el base de solo diésel, debido a la EGD PDDS.	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 11. Variaciones debido a la EGD PDDS para el caso híbrido.	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 12. Variación del consumo diésel debido a la EGD PBI para el caso de solo diésel.	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 13. Variación del consumo diésel entre el caso híbrido y el base de solo diésel, debido a la EGD PBI.	¡Error! Marcador no definido.

Tabla 14. Variaciones debido a la EGD PBI para el caso híbrido. **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla 15. Comparación del cambio en el consumo de diésel, para el caso de solo diésel con cada EGD. **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla 16. Comparación del cambio de las fuentes de energía, para el caso híbrido con cada EGD..... **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla 17. Comparación del cambio en el consumo de diésel, entre el caso base de solo diésel y el caso híbrido con cada EGD..... **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla 18. Criterios para el caso diésel..... **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla 19. Criterios para el caso híbrido. **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla 20. Comparación de los criterios para el caso diésel. **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla 21. Comparación de los criterios para el caso híbrido. **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla 22. Comparación de los criterios para el caso híbrido contra el caso base diésel. **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla 23. Subsidios, precio neto privado, ganancias privadas del primer año y promedio de la tasa de retorno para el caso de solo diésel. **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla 24. Subsidios, precio neto privado, ganancias privadas del primer año y promedio de la tasa de retorno para el caso híbrido. **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla 25. Porcentaje de variación de los subsidios, el precio neto privado, ganancias privadas del primer año y el promedio de la tasa de retorno de los años para el caso de solo diésel. **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla 26. Porcentaje de variación de los subsidios, el precio neto privado, ganancias privadas del primer año y el promedio de la tasa de retorno de los años para el caso híbrido. **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla 27. Porcentaje de variación de los subsidios, el precio neto privado, ganancias privadas del primer año y de la tasa de retorno de los años para el caso híbrido contra el caso base diésel. **¡Error! Marcador no definido.**

RESUMEN

TÍTULO: “EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL REEMPLAZO DE UN SISTEMA DIÉSEL POR UNA MICRORRED HÍBRIDA EN LA ZONA NO INTERCONECTADA DE PIZARRO, BAJO BAUDÓ, CHOCO”^{*}

AUTORES: HUGO RONALDO PAIPA CHAPARRO Y CARLOS ALFREDO PEÑA BECERRA^{**}

PALABRAS CLAVE: Gestión de demanda, Multianual, tarifas dinámicas y criterios.

DESCRIPCIÓN:

Las microrredes son utilizadas para abastecer aquellas comunidades que se encuentran ubicadas en sitios aislados de la red de distribución local o cuentan con el servicio de energía eléctrica limitado. Lo cual restringe en la población residente la oportunidad de educación y desarrollo económico. En su mayoría, en dichos lugares se emplean fuentes de energía contaminantes al medio ambiente, ya que están basados en combustibles fósiles cuyos costos y transporte al sitio son elevados. El presente trabajo de grado evalúa la prefactibilidad de reemplazar una microrred basada únicamente en generación diésel por una microrred híbrida. Para evaluar la prefactibilidad el trabajo de grado realiza el dimensionamiento aplicando estrategias de gestión de la demanda (EGD) de las dos microrredes y simula su operación en 20 años. El trabajo de grado usa los resultados del dimensionamiento y de las simulaciones de operación de las dos microrredes para realizar una comparación técnico-financiera de las dos alternativas. En este sentido, se utiliza el paquete CVXMG para la planeación de microrredes aisladas. Dentro de sus opciones permite realizar un análisis multianual, el cual calcula el dimensionamiento óptimo, despacho y tarifas óptimos de energía, mostrando grandes diferencias en los resultados entre el caso base de solo diésel y el caso híbrido.

^{*} Proyecto de grado

^{**} Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director. Juan Carlos Oviedo Cepeda, Doctor en Ingeniería. Codirector. César Antonio Duarte Guadrón PHD. in Electrical and Computer Engineering

ABSTRACT

TITLE: "TECHNICAL-FINANCIAL EVALUATION OF THE REPLACEMENT OF A DIESEL SYSTEM BY A HYBRID MICROGRID IN THE NON-INTERNAL CONNECTED AREA OF PIZARRO, BAJO BAUDÓ, CHOCO"

AUTHORS: HUGO RONALDO PAIPA CHAPARRO Y CARLOS ALFREDO PEÑA BECERRA **

KEYWORDS: Demand management, multi-year, dynamic rates and criteria.

DESCRIPTION:

Microgrids are used to supply those communities that are located in isolated areas of the local distribution network or have limited electricity service. This restricts the opportunity for education and economic development in the resident population. For the most part, these places use environmentally polluting energy sources, since they are based on fossil fuels whose costs and transportation to the site are high. The development of this degree project focuses on the analysis and evaluation of the pre-feasibility of replacing the diesel generation system with a hybrid microgrid. To assess the pre-feasibility, the undergraduate work performs the dimensioning applying demand-side management strategies (DMS) of the two microgrids and simulates their operation in 20 years. The degree work uses the results of the dimensioning and the operation simulations of the two microgrids to carry out a technical-financial comparison of the two alternatives. In this sense, the CVXMG package is used for planning isolated microgrids. Among its options, it allows a multi-year analysis to be carried out, which calculates the optimal sizing, optimal dispatch, and optimal energy rates, showing large differences in the results between the base case of only diesel and the hybrid case.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director. Juan Carlos Oviedo Cepeda, Doctor en Ingeniería. Codirector. César Antonio Duarte Guadrón PHD. in Electrical and Computer Engineering

INTRODUCCIÓN

Las Zonas No Interconectadas (ZNI) representan el 52% del territorio nacional, conforme con la información suministrada por el Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE). El IPSE estima una capacidad operativa del orden de los 280 MW, de los cuales el 5% provienen de fuentes no convencionales y renovables de energía¹. En las ZNI la mayor parte del suministro de energía eléctrica es abastecido por microrredes a base de generación diésel, debido a la menor inversión en comparación con las microrredes híbridas, pero esta generación no es la más adecuada por el alto costo del uso del combustible y la contaminación ambiental, lo cual requiere implementar nuevas alternativas de generación.

Las microrredes híbridas se han identificado como una alternativa ante las microrredes a base de generación diésel para abastecer aquellas comunidades que cuentan con el servicio de energía eléctrica limitado, donde la extensión de la red no es factible y no se encuentran en el Sistema Interconectado². Las microrredes híbridas pueden trabajar conectadas o desconectadas de las redes de distribución de energía eléctrica. Estas incluyen fuentes de generación de origen renovable con sistemas de almacenamiento, a fin de garantizar el suministro de energía³.

¹ SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS (SSPD). Zonas No Interconectadas-ZNI, «Informe Sectorial de la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica en las Zonas no Interconectadas 2020», [artículo en línea], disponible en: https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/Publicaciones/Publicaciones/2020/Dic/informe_sectorial_al_diagnostico_zni_2020.pdf. [consultado el 11/10/20].

² CONSORCIO ENERGÉTICO CORPOEMA, «Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia (PDFNCE)» [artículo en línea], pp. 1-1 Diciembre de 2010, disponible en: http://www.upme.gov.co/Sigic/DocumentosF/Vol_1_Plan_Desarrollo.pdf. [consultado el 13/10/20].

³ AMAR Juan Pablo, «Las microrredes híbridas han llegado para quedarse» [artículo en línea], julio del 2018, disponible en: <https://www.portalminero.com/pages/viewpage.action?pageId=154539602>. [consultado el 16/10/20].

El dimensionamiento de las microrredes es un problema complejo debido a la no linealidad y la complejidad asociada con el criterio de diseño y modelado⁴. Por ende, el dimensionamiento debe tener en cuenta la operación, componentes, costos y beneficios económicos de la microrred.

Las microrredes permiten la integración de las estrategias de gestión de demanda (EGD). Las EGD gestionan de forma eficiente el consumo de un sitio, para lograr reducir los costes del suministro energético, de las tarifas de acceso a la red y de sistema, incluidos los componentes fiscales⁵. Con el fin de obtener un ahorro en los costes de la factura, se integran las EGD en el proyecto, las cuales optimizan el uso de recursos renovables, reducen potencialmente los costos totales y los pagos de los clientes⁶.

Teniendo en cuenta lo anterior, el presente trabajo de grado desea realizar una comparación técnica y financiera de reemplazar una microrred a base de generación diésel por una microrred híbrida. El remplazo hipotético será efectuado en una zona no interconectada a la red ubicada en la comunidad de Pizarro, Bajo Baudó (Chocó), Colombia. Para efectuar el remplazo hipotético se dimensionará la microrred propuesta considerando las EGD. Se evaluará el impacto de cinco tipos de tarifas enunciadas a continuación: Tarifa Plana (Caso de referencia), Tarifa por Tiempo de Uso (TdU), Precio Pico Crítico (PPC), Precio Dinámico del Día Siguiente (PDDS) y Precios Basados en Incentivos (PBI). La energía suministrada por la microrred híbrida será dimensionada para proporcionar la demanda de las 24 horas del día.

⁴ REY Juan M., VERGARA Pedro P. SOLANO Javier, ORDÓÑEZ Gabriel, «Design and Optimal Sizing of Microgrid» [versión PDF], pp. 1 diciembre de 2010. [consultado el 15/09/20].

⁵ ENEL X, «¿Qué es la gestión de la demanda?» [artículo en línea], disponible en: <https://www.enelx.com/es/faq/eindustry/Qu%C3%A9%20es%20la%20Gesti%C3%B3n%20de%20la%20Demanda>. [consultado el 18/10/20].

⁶ OVIEDO CEPEDA, J.C.; OSMA-PINTO, G.; ROCHE, R.; DUARTE, C.; SOLANO, J.; HISSEL, D. «Design of a Methodology to Evaluate the Impact of Demand-Side Management in the Planning of Isolated/Islanded Microgrids». *Energies* 2020, 13, 3459. [artículo en línea] pp.1-4, julio del 2020, disponible en: https://www.mdpi.com/1996-1073/13/13/3459?fbclid=IwAR1AgXy4KwJ4EGs4z1PrC5XR4bDHIW27I0ARyQfZiZ4AHXpT-_1mvcluViA. [consultado el 20/10/20].

No se va a realizar la programación del software utilizado, pues este ya se encuentra implementado y para este proyecto en particular requiere poca intervención. Así mismo, no se realizará un estudio ambiental del cambio de la microrred.

El presente trabajo se estructura en 5 capítulos que se describen a continuación. En el capítulo 1 los objetivos propuestos. En el capítulo 2 se desarrolla el marco conceptual, con una descripción de las ZNI, de cómo funciona el paquete CVXMG⁷ desarrollado por el director del trabajo de grado implementado en Python, las estrategias de gestión de demanda y los criterios para realizar la comparación. En el capítulo 3 se muestran las características del caso de estudio, como el perfil de carga tomado del IPSE⁸, recursos energéticos en Pizarro tomados del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM)⁹. En el capítulo 4 se presentan los resultados y comparaciones al aplicar cada EGD para el caso de la microrred a base de solo diésel y de la microrred híbrida donde se evidencian las capacidades instaladas para cada fuente de energía, criterios como: el porcentaje de pérdida de fuente de alimentación (LPSP), el costo presente neto (NPC) y el Costo de la energía (COE). Por otra parte, subsidios públicos, valor del precio neto privado, promedio de la tasa de retorno, costo total, ganancias privadas, pagos del cliente, inversión privada, energía entregada y consumo diésel. Por último, en el capítulo 5 se realiza la síntesis de las conclusiones más relevantes, de acuerdo con los resultados.

⁷ READ THE DOCS Librería desarrollada en el grupo Gisel usando Python, [en línea] disponible en: <https://cvxmg.readthedocs.io/en/latest/>. [consultado el 01/07/20].

⁸ INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA ZONAS NO INTERCONECTADAS Página principal, [en línea] disponible en: <http://ipse.gov.co/>. [consultado el 22/10/20].

⁹ INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES, Pagina principal [en línea] disponible en: <http://www.ideam.gov.co/>. [consultado el 22/10/20].

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar la viabilidad técnica y financiera de reemplazar una microrred a base de generación diésel en la zona no interconectada de Pizarro, Bajo Baudó (Chocó), por una microrred híbrida, teniendo en cuenta la gestión de la energía de la microrred y la aplicación de estrategias de gestión de la demanda.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar el dimensionamiento de la microrred considerando el perfil de carga, el costo de adquisición de las fuentes de energía, los costos del combustible diésel y la disponibilidad de los recursos energéticos en Pizarro.
- Simular la microrred y el sistema actual en un periodo de 20 años teniendo en cuenta variables económicas y de confiabilidad, usando la herramienta computacional CVXMG.
- Analizar los resultados obtenidos de las dos simulaciones realizadas, comparando las reducciones de costos y la mejora de la confiabilidad del sistema.

2. MARCO CONCEPTUAL

2.1 ZONAS NO INTERCONECTADAS

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) define las ZNI como: Son los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no interconectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN)¹⁰. Las ZNI son zonas de difícil acceso, por lo cual el tendido de la estructura eléctrica del SIN no alcanza a llegar.

Las ZNI presentan un desafío a la hora de la prestación del servicio de energía debido a la sostenibilidad técnica, económica, social y ambiental. Las condiciones de estas zonas, principalmente su dispersión y vulnerabilidad al conflicto, así como las oportunidades de aprovechamiento de sus recursos naturales, hacen que sigan estando como prioridad dentro de la política pública del país mediante propuestas, mecanismos y proyectos que buscan promover su desarrollo y mejorar la calidad de vida de sus habitantes¹¹.

El servicio de energía en las ZNI lo brindan empresas prestadoras del servicio público de energía eléctrica. El servicio de energía proviene generalmente de plantas de generación diésel, paneles solares y pequeñas centrales hidroeléctricas¹⁰. Estos servicios de energía tienen altos costos para la comunidad, además de carencia de mecanismos de medición y control. Los altos costos llevan a la CREG a trabajar para poder consolidar la nueva fórmula tarifaria y las

¹⁰ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, Zonas no interconectadas [artículo en línea], disponible: <https://www.creg.gov.co/sectores/energia-electrica/zonas-no-interconectadas>. [consultado el 03/01/21].

¹¹ SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS, Zonas no interconectadas – ZNI diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica 2018 [artículo en línea], disponible: https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/Publicaciones/Publicaciones/2018/Dic/diag_zni_2018_7122018.pdf. [consultado el 03/01/21].

metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las ZNI¹².

Las ZNI cuentan con subsidios otorgados a través del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI), los cuales están destinados a cubrir subsidios del servicio público domiciliario de energía eléctrica a los usuarios de menores ingresos, bajo el esquema establecido en la Ley 1117 de 2006 y la Resolución 182138 de 2008¹³. Estos subsidios permiten generar, distribuir y transportar la energía eléctrica a los usuarios finales de estratos bajos. Los subsidios se pagarán a las empresas distribuidoras y cubrirán no menos del 90% de la energía equivalente entregada hasta el consumo de subsistencia a aquellos usuarios que por su condición económica y social tengan derecho a dicho subsidio según lo establecido por la ley¹⁴.

Mediante la resolución 410105 del 09 de febrero de 2021, al municipio de Bajo Baudó (Pizarro), Chocó, se le subsidiaron \$137'199.584 millones de pesos colombianos por el concepto de los despachos efectivos de combustible, que llegan a los 20.169 galones. Este subsidio corresponde al cuarto trimestre de 2020 (mes diciembre)¹⁵. De la misma manera por la resolución de 411204 del 18 de diciembre de 2020, se subsidiaron \$265'954.119 millones de pesos colombianos por el concepto de giros de los subsidios de energía eléctrica en las ZNI, correspondiente al III trimestre de 2020 con cargo al FSSRI¹⁶.

¹² COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS Resolución CREG 004 de fecha 23 de enero de 2014 [consultado el 03/01/21]

¹³ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Fondo De Solidaridad Para Subsidios y Redistribución de Ingreso - FSSRI [artículo en línea], disponible: <https://www.minenergia.gov.co/fssri1>. [consultado el 04/01/21].

¹⁴ Ley 143 de 1994 Artículo 47 [consultado el 04/01/21].

¹⁵ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Resolución No. 410105 (09 febrero 2021) Por la cual se Ordena el pago parcial de subsidios por menores tarifas del sector eléctrico en las Zonas No Interconectadas ZNI, correspondientes al mes de diciembre de (cuarto trimestre de 2020) con cargo al FSSRI [artículo en línea], disponible: <https://www.minenergia.gov.co/documents/10180//23517//48843-410105.pdf>. página 29. [consultado el 04/01/21].

¹⁶ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Resolución No. 411204 (18 diciembre de 2020) Por la cual se ordena el pago de subsidios por menores tarifas de energía en las Zonas No Interconectadas ZNI correspondientes al ZNI correspondientes al I, II, III, IV trimestre de 2019; I, II, III trimestre de 2020 con cargo FSSRI [artículo en

Aparte de los subsidios las ZNI cuentan con el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FANZI). El objetivo del FAZNI es financiar los planes, programas, proyectos de inversión en infraestructura eléctrica y la reposición o la rehabilitación de la existente en las ZNI. Se financian de acuerdo con la ley y con las políticas de energización que el Ministerio de Minas y Energía establece, al igual que los lineamientos de política establecidos por el Consejo Nacional de Política Económica y Social en documentos tales como: Conpes 3108 de 2001 y 3453 de 2006. Se realizan con el propósito de ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las Zonas No Interconectadas¹⁷.

Debido a todo lo anterior, las ZNI requieren una solución al sistema de energía local con un servicio confiable, cuyos costos de generación sean relativamente bajos. Estas zonas tienen abundancia de recursos naturales¹⁸ lo que permite que las microrredes híbridas se presenten como una de las mejores opciones de solución sostenible.

2.2 PROGRAMA CVXMG PARA PLANEACIÓN DE MICRORREDES

El paquete CVXMG desarrollado en Python permite el dimensionamiento de microrredes aisladas modificando el patrón de consumo de los clientes o conectando y desconectando las fuentes de energía. Este dimensionamiento se realiza con la demanda eléctrica, los recursos energéticos del lugar donde se quiere implementar, la estrategia de demanda y aspectos económicos como CAPEX (por

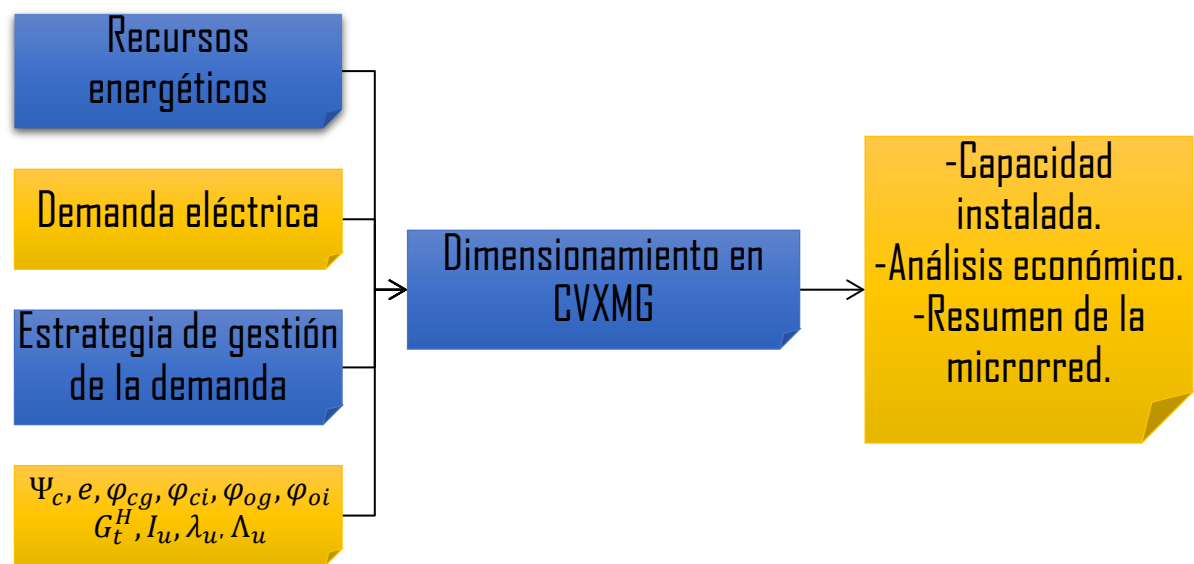
[línea], disponible en: <https://www.minenergia.gov.co/documents/10180//23517//48790-Resoluci%C3%B3n+No+411204+del+18+de+diciembre+de+2020.pdf>. página 38. [consultado el 04/01/21].

¹⁷ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas – FAZNI [artículo en línea], disponible: <https://www.minenergia.gov.co/fazni1> [consultado el 05/01/21].

¹⁸ HG INGENIERÍA Y CONSTRUCCIONES S.A.S. ¿Sabes que son las ZNI y cuáles son sus características? [en línea] disponible en: <https://www.hgingeneria.com.co/sabes-que-son-las-zni-y-cuales-son-sus-caracteristicas/>. [consultado el 05/01/20].

sus siglas en inglés Capital EXPenditures) y el OPEX (OPerational EXPenditures). El CAPEX incluye el costo de compra e instalación iniciales, es decir, todas aquellas inversiones que deben hacerse para poner en funcionamiento la microrred, mientras que el OPEX representan todos los costos que se dan por el funcionamiento del sistema, es decir, la suma de costos de combustible, operación y mantenimiento¹⁹. La **figura 1** muestra los datos del dimensionamiento.

Figura 1. Entradas y salidas del dimensionamiento



El paquete permite implementar 7 diferentes EGD⁷, sin embargo, en el desarrollo del trabajo solo se usan 5 EGD basadas en el precio dinámico de la energía: TdU, PPC, PDDS y PBI. CVXMG posibilita diferentes tipos de análisis: determinístico, estocástico, multianual y multianual estocástico. Para el desarrollo del trabajo se desarrolla el análisis multianual. Finalmente, el paquete calcula el dimensionamiento óptimo, el despacho y las tarifas óptimas para la energía²⁰

¹⁹ FERNÁNDEZ Álvaro, Norvald Stol, CAPEX and OPEX simulation study of cost-efficient protection mechanisms in passive optical networks, Optical Switching and Networking, Volume 17, 2015, Pages 14-24, ISSN 1573-4277, <https://doi.org/10.1016/j.osn.2015.01.001>. [consultado el 10/09/20].

²⁰ OVIEDO CEPEDA. Juan Carlos «A comparison of the effects of Demand-Side Management Strategies in the planning of Stand-Alone Microgrids» [tesis doctoral], agosto del 2020, [consultado el 10/09/20].

considerando diferentes fuentes de generación. Para más información, visitar GitHub²¹ y PyPi²².

El planificador de la microrred se encarga de establecer los parámetros de entrada del programa. Los parámetros de entrada permiten evaluar diferentes configuraciones de la microrred. La **tabla 1** muestra el significado de los parámetros de entrada y los valores establecidos para la simulación de cada uno de ellos.

Tabla 1. Parámetros de entrada.

Parámetro de entrada	Definición	Valor
Ψ_c	Factor de conservación de energía eléctrica	1
e	Factor de elasticidad	0,3
φ_{cg}	Porcentaje del Capex pagado por el gobierno	0,7
φ_{ci}	Porcentaje del Capex pagado por el inversor	0,3
φ_{og}	Porcentaje del Opex pagado por el gobierno	0,7
φ_{oi}	Porcentaje del Opex pagado por el inversor	0,3
G_t^H	Radiación difusa anual	Figura 3.4
I_u	Velocidad del viento anual	Figura 3.5
λ_u	Radiación global horizontal anual	Figura 3.6
Λ_u	Temperatura anual	Figura 3.7

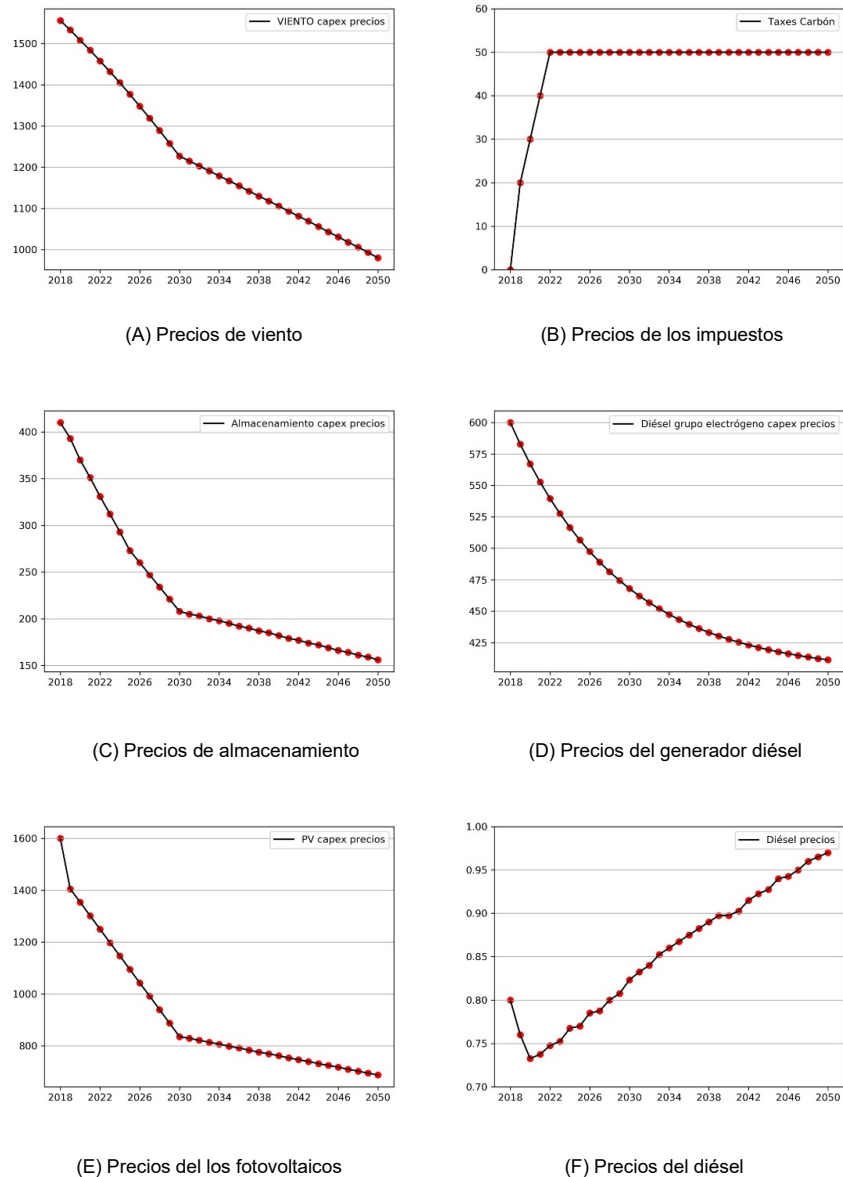
El análisis multianual considera la rápida caída de los costos de las fuentes de energía en los años siguientes. Además, las nuevas políticas de impuestos hacia emisiones del carbono, beneficiando los futuros proyectos de energías renovables²⁰.

²¹ OVIEDO, Juan Carlos CVXMG [en línea] disponible en: <https://github.com/juancaoviedo/cvxmg>. [consultado el 01/07/20].

²² OVIEDO CEPEDA, Juan Carlos Descripción del Proyecto CVXMG [en línea] disponible en: <https://pypi.org/project/cvxmg/> [consultado el 01/07/20].

El modelo multianual integra el crecimiento de la demanda, el pronóstico o estimación de los precios y fuentes de energía. La **figura 2** muestra las tendencias en los gastos de capital para las diferentes fuentes de energía hasta el 2050.

Figura 2. A. Gastos de capital eólicos²³, B. Precio del impuesto al carbono, C. Gastos de capital de BESS, D. Gastos de capital en generadores diésel²⁴, E. Gastos de capital fotovoltaicos²⁵, F. Precio del diésel²³.



²³ NREL «National Renewable Energy Laboratory. Annual Technology Baseline data. 2020». [base de datos], <https://atb.nrel.gov/electricity/2020/data.php>. [consultado el 25/10/20].

²⁴ EIA «Energy Information Administration. Annual Energy Outlook 2020. 2020.», [base de datos], https://www.eia.gov/outlooks/aeo/tables_ref.php. [consultado el 25/10/20].

²⁵ CANLII «Canadian government. Greenhouse Gas Pollution Pricing Act. 2018. », [base de datos], <https://www.canlii.org/en/ca/laws/stat/sc-2018-c-12-s-186/139160/sc-2018-c-12-s-186.html>. [consultado el 25/10/20].

2.3 ESTRATEGIAS DE GESTIÓN DE LA DEMANDA

Las EGD son un conjunto de acciones enfocadas en proveer mayor flexibilidad y participación de los clientes por medio de medidas incentivas, para incrementar la eficiencia del sistema²⁶. Así mismo, las EGD impactan en los patrones de consumo de los clientes²⁷ usando estrategias directas e indirectas²⁸. En las estrategias directas existen un control remoto enviando señales a las cargas de los clientes. Lo cual, puede activar o apagar los electrodomésticos, cambiar tarifas o informar acerca del precio de la electricidad. Por otro lado, las EGD indirectas se componen de programas de precios, reembolsos, subsidios y programas educativos. Los programas de fijación de precios cobran tarifas dinámicas por la energía²⁰. La **figura 3** muestra la clasificación de las EGD²⁹.

El diseño de tarifas comienza con una evaluación funcional de los costos en que incurre la empresa de servicios públicos para brindar servicio a sus clientes. Una etapa fundamental del diseño de tarifas es cobrar a los clientes en relación con los costos incurridos para atenderlos. Un paso crítico es la asignación de costos entre las diferentes clases de clientes: residenciales, comerciales, industriales entre otros³⁰.

Los precios para la provisión confiable de los servicios de electricidad y energía son establecidos por las empresas de servicios públicos y los reguladores por medio de la asignación de costos. Estos precios influyen en las decisiones de consumo e inversión en toda la gama de opciones de recursos: eficiencia energética, respuesta

²⁶ VALLÉS RODRÍGUEZ, M., FRÍAS MARÍN, P., RENESES GUILLÉN, J., GONZÁLEZ SOTRES, L. Gestión Activa de la Demanda para una Europa más eficiente. Anales de mecánica y electricidad 55–61 2013. [Consultado 28/10/2020].

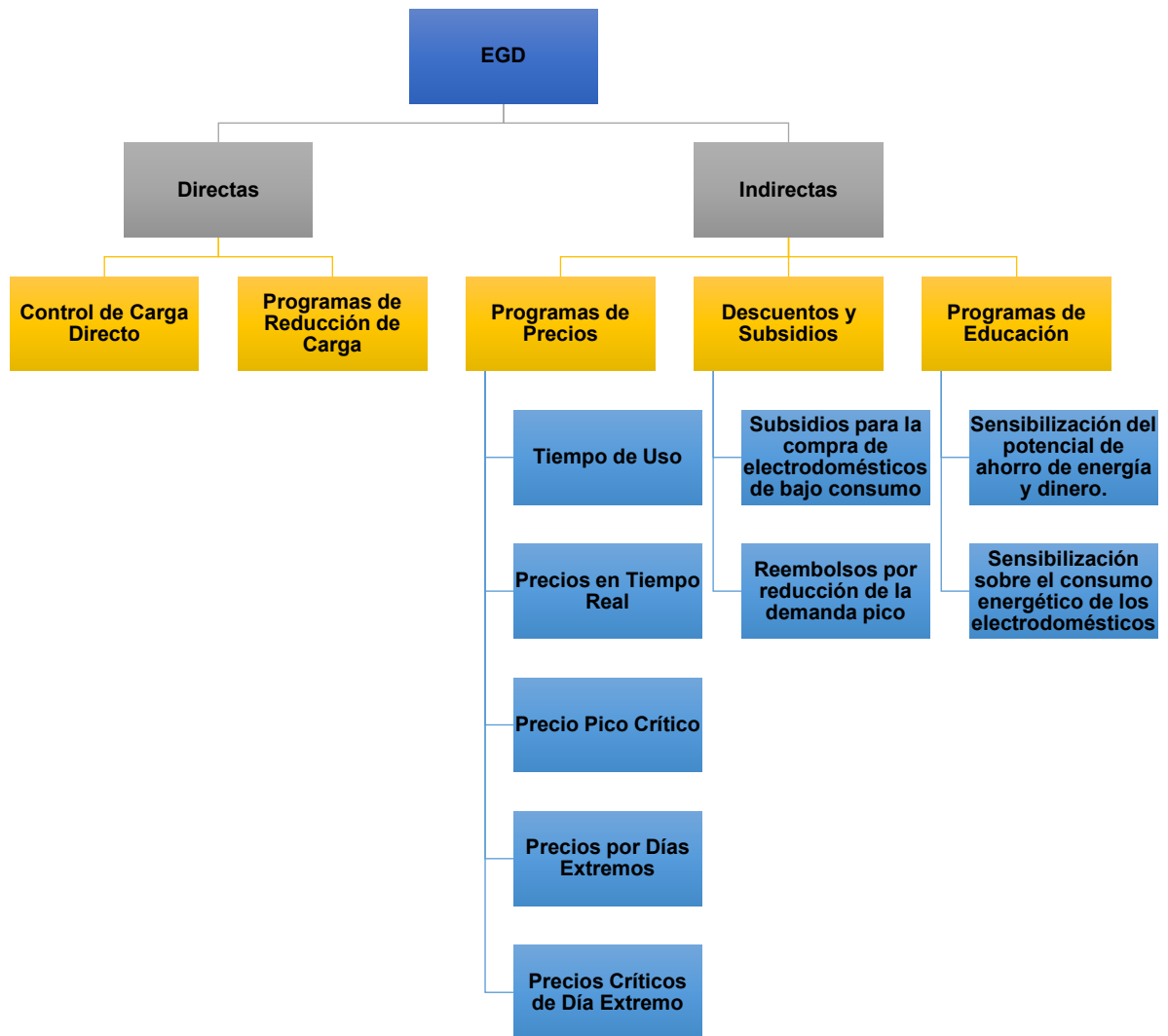
²⁷ ELTAMALY A. M., MOHAMED M. A., Alsaud M. S. ALOLAH, A. I., «Load management as a smart grid concept for sizing and designing of hybrid renewable energy systems», Eng. Optim., vol. 49. [consultado el 03/11/20].

²⁸ KOSTKOVA, K.; OMELINA.; KYCINA, P.; JAMRICH, P, «An introduction to load management. Electric Power Systems», [artículo en línea], doi: 10.1016/j.epsr.2012.09.006. [consultado el 03/11/20].

²⁹ KOSTKOVA K. et al. "An introduction to load management". In: Electric Power Systems Research 95 (2013), pp. 184–191. ISSN: 03787796. DOI: 10.1016/j.epsr.2012.09.006. URL: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2012.09.006>. [Consultado el 28/10/20].

a la demanda, generación tradicional y distribuida³⁰. En los precios interviene el diseño de tarifas, lo cual implica la definición, asignación y recuperación de los costos del cliente, por ejemplo: los costos de generación, los costos de transmisión, los costos de distribución y otros costos generales incurridos por la empresa para dar servicio a los clientes.

Figura 3. Clasificación de las EGD²⁹.



³⁰ LAZAR, J. GONZALEZ, W. «Smart Rate Design for a Smart Future. Montpelier», VT: Regulatory Assistance Project 2015. [en línea] disponible en: <http://www.raponline.org/document/download/id/7680>. [consultado el 28/10/20].

Las tarifas basadas en la energía pueden ajustar el tiempo y la cantidad de uso de electricidad, ya sea cambiando la demanda durante las horas pico o moviendo el tiempo de uso de energía a los periodos de menor actividad. Estas tarifas también incentivan la conservación de la energía y por lo tanto se desean en aplicaciones de las microrredes aisladas donde la generación de energía puede ser limitada³¹. Al implementar las tarifas en el proyecto, se ayuda a reducir el costo nivelado de energía, los costos totales, pagos de los clientes o aumenta el uso de la energía renovable.

Las estrategias de gestión de demanda en microrredes que se estudiarán son las enunciadas a continuación: tarifa plana (Caso de referencia), Tarifa por Tiempo de Uso (TdU), Precio Pico Crítico (PPC), Precio Dinámico del Día Siguiente (PDDS), Precios Basados en Incentivos (PBI)³². Estas estrategias se describen a continuación:

Tarifa plana (Flat) (caso de referencia):

La tarifa plana es donde sin importar las variaciones de consumo que se realicen, se acuerda un precio fijo por la energía eléctrica durante un periodo de tiempo. En otras palabras, el valor de una tarifa plana es la suma de todos los costos de producción de energía divididos por la cantidad total de energía producida³³. La **ecuación 1** describe los pagos anuales utilizando una tarifa plana. No obstante, para recuperar las inversiones minimizando los costos de energía se introduce la variable π^{flat} en la formulación para encontrar el precio óptimo de la tarifa.

³¹ ALNEJAILI T., DRID S., MEHDI D. and CHRIFI-ALAOUI L., "Advanced strategy of Demand-side management for photovoltaic-wind energy system," 2014 15th International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering (STA), Hammamet, 2014, pp. 797-802, doi: 10.1109/STA.2014.7086703. [consultado el 30/10/20].

³² CELIK B., ROCHE R., SURYANARAYANAN S., BOUQUAIN D., and MIRAOU A., «Electric energy management in residential areas through coordination of multiple smart homes», Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 80. [consultado el 05/11/20].

³³ INVERSIN, A.R. Mini-grid design manual (English). Technical report, World Bank, 2000. [consultado el 05/11/20].

$$\Gamma_n^{flat} = \frac{\zeta_y + \vartheta_y + \mu_y + \phi_y}{\sum_{t=1}^T D_t^{dr}} (1 + R) \sum_{t=1}^T D_{n,t}^{dr} \quad (1)$$

$$\Gamma_n^{flat} = \pi^{flat} \sum_{t=1}^T D_{n,t}^{dr} \quad (2)$$

Donde:

Γ_n^{flat} : es la tarifa plana.

ζ : gastos totales de capital.

ϑ : gastos totales de operación.

μ : gastos totales de mantenimiento.

ϕ : gastos totales de impuestos al carbono

T : horas totales para optimizar.

t : hora de optimización.

D_t^{dr} : total de la demanda eléctrica en la comunidad.

$D_{n,t}^{dr}$: demanda eléctrica final del cliente.

π^{flat} : vector de precios de la tarifa plana.

Tarifa por tiempo de uso (TdU):

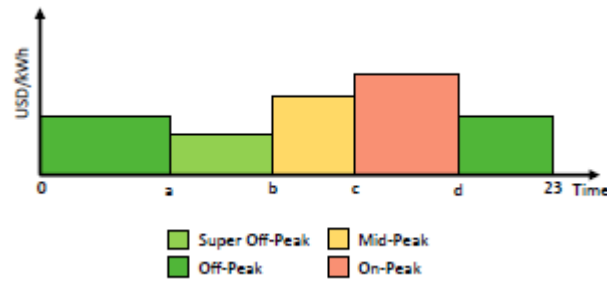
Las tarifas por tiempo de uso (TdU) se basa en la elaboración de bloques los cuales tienen una hora de inicio y finalización. La tarifa TdU varía diaria o estacionalmente en un horario fijo, utilizando dos o más precios constantes³⁴. Uno de los principales beneficios de este tipo de tarifa es su estabilidad durante largos períodos, lo que le provee al cliente una mejor capacidad de adaptación a la tarifa TdU³⁵. Esta tarifa

³⁴ BAATZ, B. Rate DesignMatters: The Intersection of Residential Rate Design and Energy Efficiency. Technical 597 Report March, American Council for an Energy-Efficient Economy, 2017. [consultado el 08/11/20].

³⁵ WANG, Y.; TANG, Y.; XU, Y.; XU, Y. A Distributed Control Scheme of Thermostatically Controlled Loads 519 for the Building-Microgrid Community. IEEE Transactions on Sustainable Energy 2020, 11, 350–360. 520 doi:10.1109/TSTE.2019.2891072. [consultado el 08/11/20].

intenta reflejar el costo medio de la energía en cada uno de los bloques definidos, lo cual es una razón para su funcionamiento por bloques. Los bloques definidos se pueden encasillar como horas pico, donde el costo de la energía es mayor y la demanda es máxima y horas valle, donde el costo de la energía es bajo al igual que la demanda. La siguiente **figura 4** se muestra los componentes principales de una tarifa TdU.

Figura 4. Descripción de la tarifa TdU²⁰.



Para crear una tarifa TdU, el planificador debe definir el número de bloques Z horarios con su inicio y fin³⁶. El problema de optimización considera los precios π_z del Z número de bloques como variables de decisión para realizar el cálculo. La **ecuación 3** presenta los pagos anuales utilizando Z diferentes horarios de precios.

$$\Gamma_n^{TdU} = \sum_{t=1}^T \sum_{z=1}^Z \pi_z D_{z,n,t}^{dr} \quad (3)$$

Donde:

Γ_n^{TdU} : *Tarifa de tiempo de uso.*

T : *horas totales para optimizar.*

t : *hora de optimización.*

π_z : *precio por hora de la tarifa TdU.*

³⁶ GLICK, D.; LEHRMAN, M.; SMITH, O. Rate Design for the Distribution Edge. Technical Report August, Rocky 599 Mountain Institute, 2014. [consultado el 10/11/20].

$D_{z,n,t}^{dr}$: demanda eléctrica final del cliente.

Z : número total de bloques por hora de la tarifa TdU.

z : bloque horario específico de la tarifa TdU.

Precio Pico Crítico (PPC):

La tarifa PPC puede ser de 3 a 5 veces más alta que la tarifa habitual en las horas pico, pero estos aumentos solo se permiten unos pocos días al año²⁸. Similar a la siguiente tarifa (PDDS) los precios se dan a conocer un día antes para que los consumidores puedan realizar los ajustes necesarios antes los precios. La **ecuación 4** define los pagos previstos para el día anterior utilizando una tarifa PPC. Para llegar a la formulación de esta tarifa se presentan dos precios diferentes, un precio base (π^{base} es una variable escalar) y un precio pico ($\pi^{flat} * \pi_{peak}$ es una variable de decisión de dimensión T). La **ecuación 5** define el precio pico crítico por hora para el día anterior. Lo que provoca el aumento del precio pico crítico en una tarifa PPC, es un evento crítico pronosticado como alta demanda o baja capacidad de generación. Por esto la tarifa PPC debe incluir un predictor del evento crítico y un mecanismo de decisión para fijar el valor del precio crítico. La formulación debe establecer una restricción, esta debe limitar la aparición del precio crítico solo a unas pocas horas en un año. La **ecuación 6** muestra la restricción definida por el planificador.

$$\Gamma_n^{PPC} = \sum_{t=1}^T (\pi^{base} + \pi_t^{peak}) D_{n,t}^{dr} \quad (4)$$

$$\pi_t^{PPC} = \pi^{base} + \pi_t^{peak} \quad (5)$$

$$\sum_{t=1}^T \pi_{peak,t} \leq \varphi_{peak} T \delta_{peak} \pi_{base} \quad (6)$$

Donde:

Γ_n^{PPC} : *tarifa de precio pico crítico.*

π^{base} : *precio base para la tarifa PPC.*

π_t^{peak} : *precio pico para la tarifa PPC.*

$D_{n,t}^{dr}$: *demanda eléctrica final del cliente.*

T : *horas totales para optimizar.*

π_t^{PPC} : *precio pico crítico por hora del día siguiente.*

φ_{peak} : *porcentaje del horizonte temporal T .*

δ_{peak} : *cuantas veces se repite el tiempo base.*

Precios Dinámicos del Día Siguiente (PDDS):

A diferencia de la tarifa TdU, los PDDS funcionan variando el precio de la energía eléctrica hora a hora. Esta tarifa se anuncia con un día de anticipación a los clientes. El esquema tarifario PDDS ofrece menos incertidumbre a los clientes que otros métodos de fijación dinámicos como lo son los precios con una hora de anticipación o los precios en tiempo real³⁷. Esto les permite a los clientes planificar sus actividades de una mejor manera. Ellos pueden realizar el consumo de energía mínimo en las horas cuando el precio de la energía sea alto y el alto consumo de energía en las horas cuando el precio de energía este en su punto más bajo. La **ecuación 7** introduce los pagos bajo la tarifa PDDS, utilizando π_t como una variable de decisión.

³⁷ JOE-WONG, C.; SEN, S.; HA, S.; Chiang, M. Optimized day-ahead pricing for smart grids with 601 device-specific scheduling flexibility. IEEE Journal on Selected Areas in Communications 2012, 30, 1075–1085. 602 doi:10.1109/JSAC.2012.120706. [consultado el 11/11/20].

$$\Gamma_n^{PDDS} = \sum_{t=1}^T \pi_t D_{n,t}^{dr} \quad (7)$$

Donde:

Γ_n^{PDDS} : precios dinámicos del día siguiente.

π_t : precio por hora de la PDDS.

T : horas totales para optimizar.

t : hora de optimización.

$D_{n,t}^{dr}$: demanda eléctrica final del cliente.

Precios Basados en Incentivos (PBI):

La tarifa PBI se caracteriza por otorgar un estímulo económico a los usuarios, se les ofrecen descuentos sobre la tarifa a los clientes para aumentar el consumo de energía eléctrica o una tarifa extra para penalizarlo. El planificador puede decidir que el precio base de PBI sea igual a la tarifa plana π^{flat} para garantizar un valor constante cada día. La variable π_t^{inc} es la encargada de calcular los incentivos por hora y puede tomar valores positivos o negativos. La **ecuación 8** define los pagos utilizando la tarifa PBI.

$$\Gamma_n^{PBI} = \sum_{t=1}^T D_{n,t}^{dr} (\pi^{base} + \pi_t^{inc}) \quad (8)$$

$$\pi_t^{PBI} = \pi^{base} + \pi_t^{inc} \quad (9)$$

Donde:

Γ_n^{PBI} : precios basados en incentivos.

$D_{n,t}^{dr}$: demanda eléctrica final del cliente.

π^{base} : precio base para la tarifa PBI.

π_t^{inc} : precio de incentivos por hora.

π_t^{PBI} : pagos usando la tarifa PBI.

2.4 CRITERIOS DE COMPARACIÓN DE LAS MICRORREDES

Se eligieron tres criterios para realizar la comparación entre las dos microrredes, de los cuales un criterio es referente a la confiabilidad y los otros dos son económicos.

2.4.1 Criterios de confiabilidad

- **Probabilidad de pérdida de fuente de alimentación (LPSP)³⁸:**

El LPSP es un criterio importante que indica la confiabilidad del sistema. Se puede definir como la relación entre la energía total no suministrada respecto de la demanda total durante un período de tiempo³⁹.

$$LPSP = 100 * \frac{\sum NAD_t}{\sum P_{LOAD_t}} [\%] \quad (10)$$

Donde:

NAD : es la demanda no atendida.

P_{LOAD} : es la potencia total de la demanda.

³⁸ NASSER YIMEN, Theodore Tchotang, Abraham Kanmogne, Idriss Abdelkhalikh Idriss, Bashir Musa, Aliyu Aliyu, Eric C. Okonkwo, Sani Isah Abba, Daniel Tata, Lucien Meva'a, Oumarou Hamandjoda and Mustafa Dagbasi, «Optimal Sizing and Techno-Economic Analysis of Hybrid Renewable Energy Systems—A Case Study of a Photovoltaic/Wind/Battery/Diesel System in Fanisau, Northern Nigeria» [artículo en línea], octubre del 2020, <https://www.mdpi.com/2227-9717/8/11/1381/pdf>. [consultado el 13/11/20].

³⁹ HINA FATHIMA A., PALANISAMY K., Optimization in microgrids with hybrid energy systems – A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 45, 2015, Pages 431-446, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.059>. [consultado el 13/11/20].

Un valor usual para definir el LPSP es de un 5%, es decir, hasta el 5% de la potencia demandada puede no ser atendida en un momento determinado. Pero este porcentaje lo define cada diseñador de acuerdo con su criterio.

2.4.2 Criterios económicos

- **Costo presente neto (NPC)⁴⁰:**

Valor presente de todos los costos en que incurre la microrred durante su vida útil, es decir, el valor presente de todos los costos de instalación y operación del componente durante la vida útil del proyecto, menos el valor presente de todos los ingresos que obtiene durante la vida útil del proyecto⁴¹.

$$NPC = I_0 + \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1 + K)^t} \quad (11)$$

Donde:

I_0 : inversión inicial previa que es valor de desembolso inicial de la inversión.

F_t : flujos netos de efectivo que son la diferencia entre ingresos y gastos durante su vida útil.

K : tasa de descuento también conocida como costo o tasa de oportunidad.

t : es el tiempo de cada uno de los N años de análisis.

⁴⁰ MOHAMMAD HOSSEIN Amrollahi and SEYYED MOHAMMAD Taghi Bathaee, «Technoeconomic optimization of hybrid photovoltaic/wind generation together with energy storage system in a stand-alone micro-grid subjected to demand response» [artículo en línea], septiembre del 2017, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261917306207>. [consultado el 15/11/20].

⁴¹ HOME ENERGY Net present cost [en línea] disponible en: https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/net_present_cost.html. [consultado el 18/11/20].

- **Costo de la energía (COE)⁴²:**

El COE es el costo total del ciclo de vida del proyecto dividido por la producción de energía total del ciclo de vida⁴³. En otras palabras, representa un costo constante por unidad generada que se calcula para comparar el costo de generación de diferentes tecnologías.

$$COE = \frac{TC}{E_{TOT}} \quad (12)$$

Donde:

TC : es el costo anual de todo el sistema, que es la suma del costo inicial más los gastos anuales.

E_{TOT} : es la energía anual total suministrada por el sistema.

⁴² HOUSSEM Rafik El-Hana Bouchekara, Muhammad Sharjeel Javaid, Yusuf Abubakar Shaaban, Mohammad Shoaib Shahriar, Makbul Anwari Muhammad Ramli, Yaqoub Latreche, «Decomposition based multiobjective evolutionary algorithm for PV/Wind/Diesel Hybrid Microgrid System design considering load uncertainty», Energy Reports, Volume 7, 2021, Pages 52-69, ISSN 2352-4847, <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2020.11.102>. [consultado el 18/11/20].

⁴³ Muhammad Shahzad Javed, Aotian Song, Tao Ma, «Techno-economic assessment of a stand-alone hybrid solar-wind-battery system for a remote island using genetic algorithm», Energy, Volume 176, 2019, Pages 704-717, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.03.131>. [consultado el 18/11/20].

3. DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

El departamento con mayor número de municipios con ZNI es Choco con un 28.6%, seguido de Nariño, con el 14.3% y Caquetá, con el 12.1%⁴⁴. Actualmente en Colombia existen fondos a los cuales se puede recurrir para obtener recursos cuando se trata de la prestación del servicio de energía en las ZNI de Colombia son: el FAZNI y el Fondo de Energías No Convencionales, Sistema General de Regalías (SGR) y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE)⁴⁵.

La instalación de microrredes híbridas en las ZNI tiene como principal fin garantizar las 24 horas el servicio de energía. Puesto que como es usual en estas comunidades el servicio continuo con base en sistemas de generadores diésel resulta costoso, tanto por costos del combustible y su disponibilidad en áreas de difícil acceso, por los costos de reposición y mantenimiento de estos equipos⁴⁴.

⁴⁴ PUERTAS GONZALES Yurani, «Electrificación de zonas no interconectadas del pacífico colombiano, por medio de clusers prototipo de sistemas híbridos solar-eólico-hidro-diesel optimizados con homer» [Tesis de Maestría], pp 13 y pp 111, 2016, [en línea] disponible en: <https://repository.javeriana.edu.co/handle/10554/20475>, [consultado el 01/01/21].

⁴⁵ UPME, «Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica» [Versión PDF], pp20, noviembre del 2016, [consultado el 09/12/20].

Figura 5. Ubicación unifilar de la localidad⁴⁶.



El caso de estudio será la localidad de Pizarro—cabecera municipal del municipio de Bajo Baudó, pertenece al departamento de Chocó ubicada a una longitud 77° 21' 55" Oeste y a una latitud de 4° 57' 16" Norte, con una población según el censo DANE de 2018 y su proyección al 2020, de 30,472 habitantes, de los cuales 6,938 están ubicados en la cabecera municipal y 23,534 en las áreas rurales del municipio⁴⁷. El número de usuarios es de 1,502. Contando con una energía mensual de 190,434(kWh), energía promedio día 6,143(kWh) y un promedio diario de prestación del servicio diario de 22 horas 54 minutos⁴⁸.

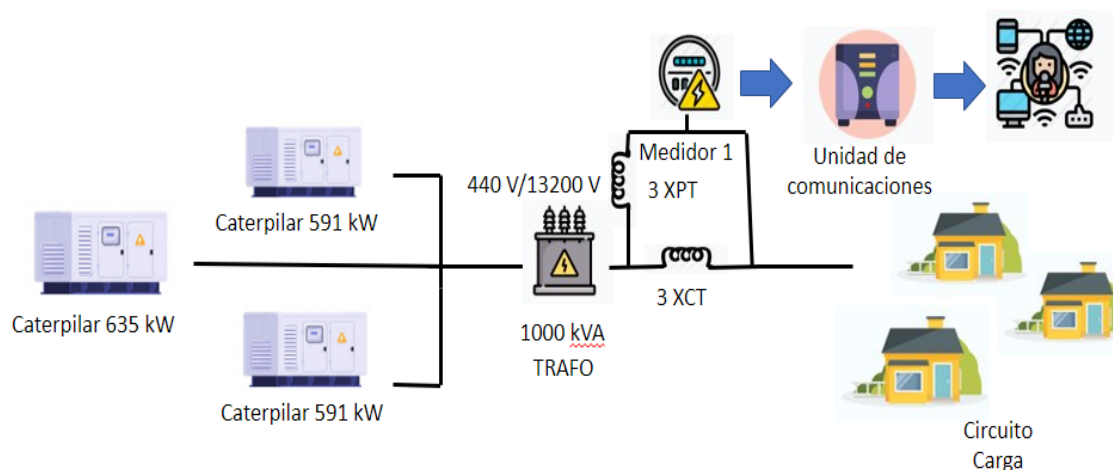
Pizarro cuenta con una central de generación que está conformada por la siguiente infraestructura:

⁴⁶ GOOGLE MAPS [en línea] disponible en: <https://www.google.com/maps>. [consultado el 20/11/20].

⁴⁷ DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO NACIONAL DE ESTADÍSTICA (DANE). Censo Nacional de población y vivienda. [en línea] disponible en: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticaspor-tema/demografia-y-poblacion/censo-nacional-de-poblacion-y-vivienda-2018>. [consultado el 23/11/20].

⁴⁸ CENTRO NACIONAL DE MONITOREO, Informe mensual de Telemetría. [en línea] disponible en: http://190.216.196.84/cnm/info_mes.php. [consultado el 10/01/20].

Figura 6. Diagrama unifilar de la localidad⁴⁹



El caso de estudio utiliza la base de datos Meteonorm de PvSyst. PvSyst obtiene la Radiación Horizontal Global (GHI), la temperatura y la velocidad del viento. El IPSE proporciona el consumo de energía eléctrica. Todos estos datos son anuales y son mostrados a continuación:

⁴⁹ DANE Información derivada del Censo Nacional de Población y Vivienda (CNPV) 2018. 'Retroproyecciones y Proyecciones de población a nivel municipal por área, sexo y edad simple. Periodo 1985- 2035. [en línea] disponible en: <http://www.dane.gov.co/> [consultado el 23/11/20].

Figura 7. Demanda eléctrica anual.

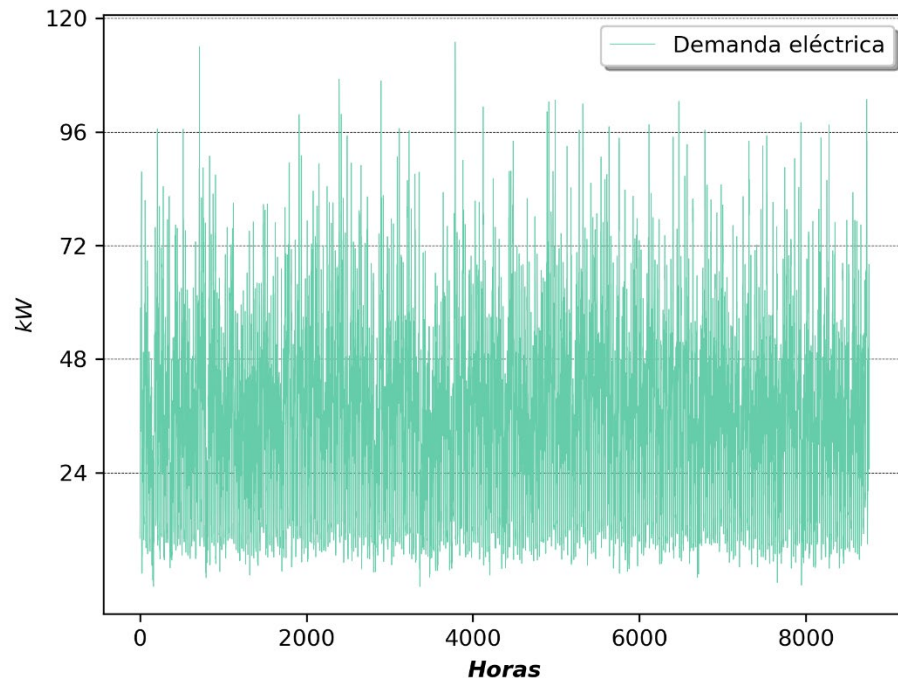


Figura 8. Radiación difusa anual.

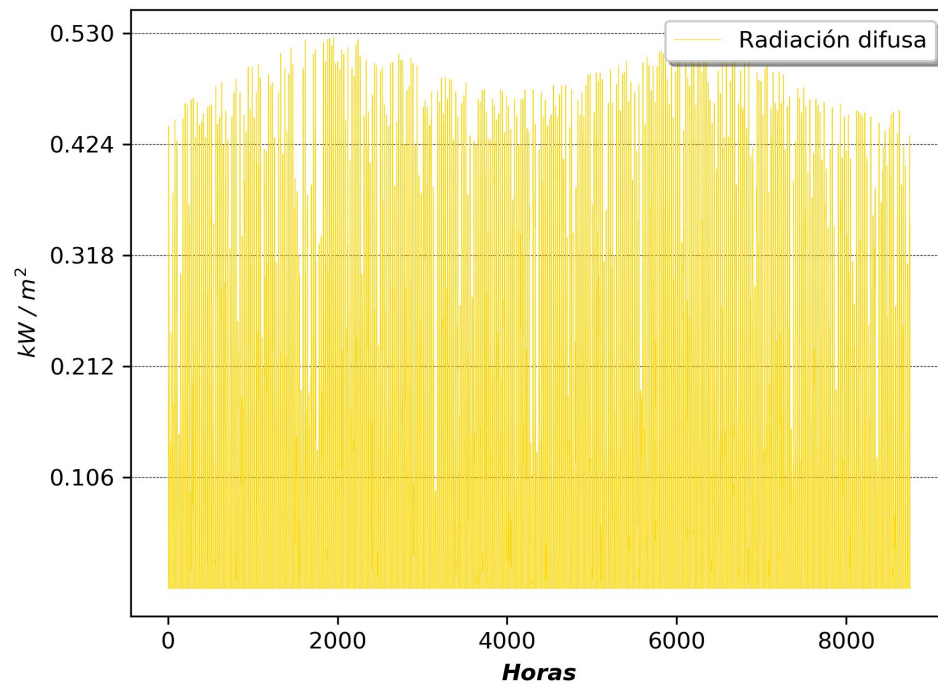


Figura 9. Velocidad del viento anual.

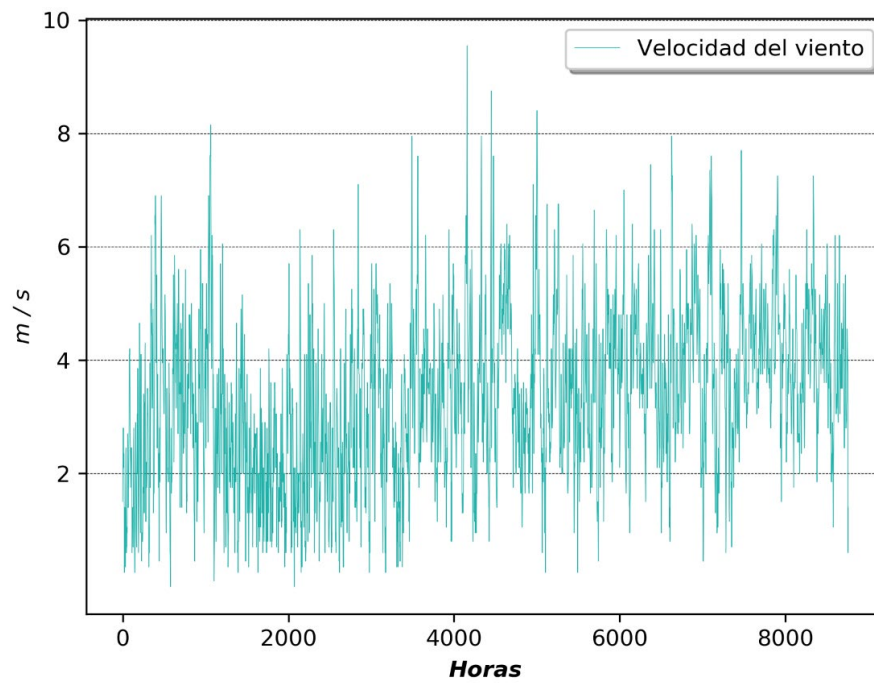


Figura 10. Radiación global horizontal anual

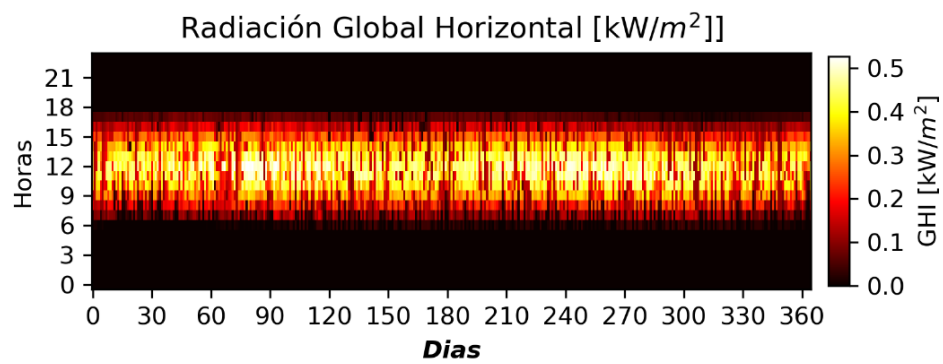
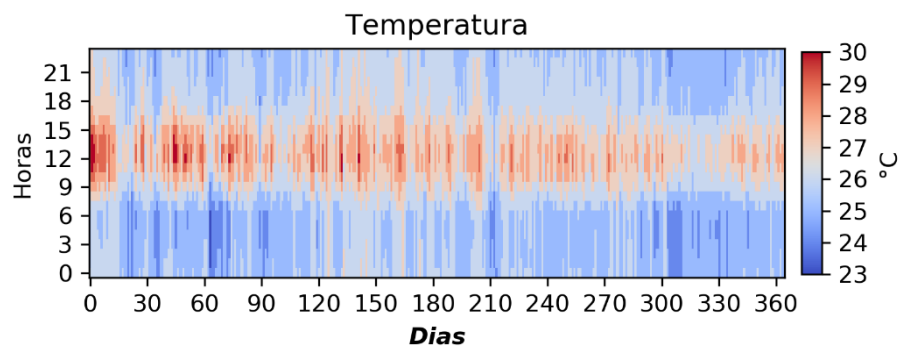


Figura 11. Temperatura anual



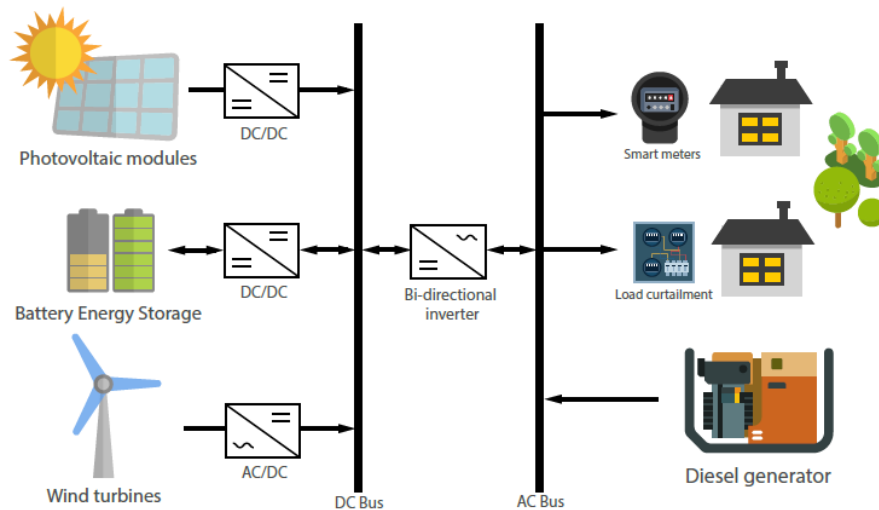
4. RESULTADOS Y COMPARACIONES AL APLICAR CADA EGD

El caso de estudio asume un estudio multianual de una duración de 20 años. Esta sección presenta los análisis y comparaciones encontrados de las distintas simulaciones del caso solo diésel e híbrido. La sección 4.1 muestra los efectos vistos en la demanda y en el tamaño de capacidades debido al cambio de la tarifa. La sección 4.2 muestra la comparación de los criterios de confiabilidad y económicos. La sección 4.3 muestra la comparación entre la tasa de retorno, valor del precio neto y subsidios provenientes del gobierno. La sección 4.4 muestra la comparación de los resultados más relevantes para el dimensionamiento de la microrred. La **figura 12** muestra la microrred híbrida compuesta por el sistema fotovoltaico (PV), almacenamiento, generador eólico y el generador diésel.

Tabla 2. CAPEX, OPEX y costos de mantenimiento.

	CAPEX	OPEX	Costos de mantenimiento	Impuestos sobre el carbono
Privado	30%	30%	100%	0
Gubernamental	70%	70%	0	100%

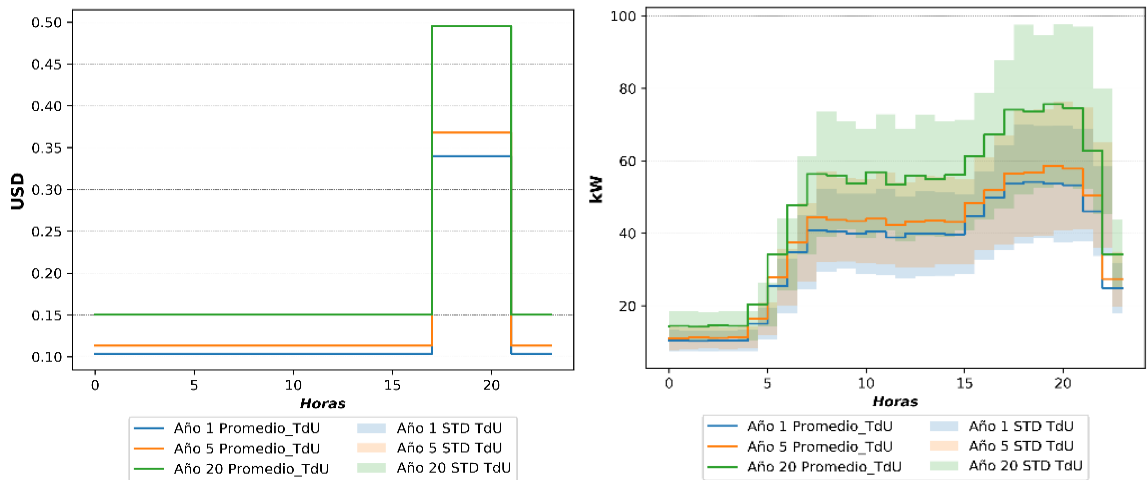
Figura 12. Estructura que conforma la microrred híbrida.



4.1 EFECTOS EN LA DEMANDA Y TAMAÑO DE CAPACIDADES POR LA TARIFA

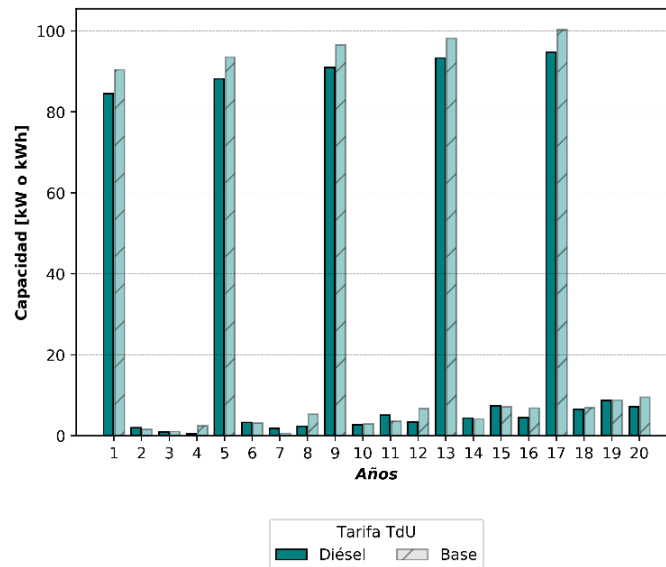
4.1.1 Tarifa por tiempo de uso. El caso de estudio tiene en cuenta dos niveles de precios para el tiempo de la tarifa por Tiempo de Uso. Dichos niveles son primero el precio fuera del pico (el precio de la energía es menor y se presenta en horas en las cuales hay poca demanda-durante todo el día) y el segundo es el precio pico (el precio de la energía es mayor y se presenta en horas en las cuales hay mayor demanda entre las 17h y las 21h). El caso de estudio aplica ambos niveles en la optimización del dimensionamiento. La **figura 13a** muestra el promedio de la tarifa TdU para tres años diferentes en el caso de solo diésel. La **figura 13b** muestra la respuesta de la demanda para la tarifa TdU en el caso de solo diésel. La **figura 13c** muestra los cambios de consumo diésel correspondiente a la tarifa TdU en el caso de solo diésel. La **figura 14a** muestra el promedio de la tarifa TdU para tres años diferentes en el caso híbrido.

Figura 13. Demanda y consumo de diésel para la tarifa TdU para el caso de solo diésel.



(a) Tarifa promedio TdU para el caso de solo diésel.

(b) Respuesta de la demanda promedio para el caso de solo diésel.



(c) Consumos diésel anuales para la tarifa TdU en el caso de solo diésel.

La **figura 13a** muestra el promedio de la tarifa TdU para tres años diferentes en el caso híbrido. La **figura 13b** muestra la respuesta de la demanda para la tarifa TdU

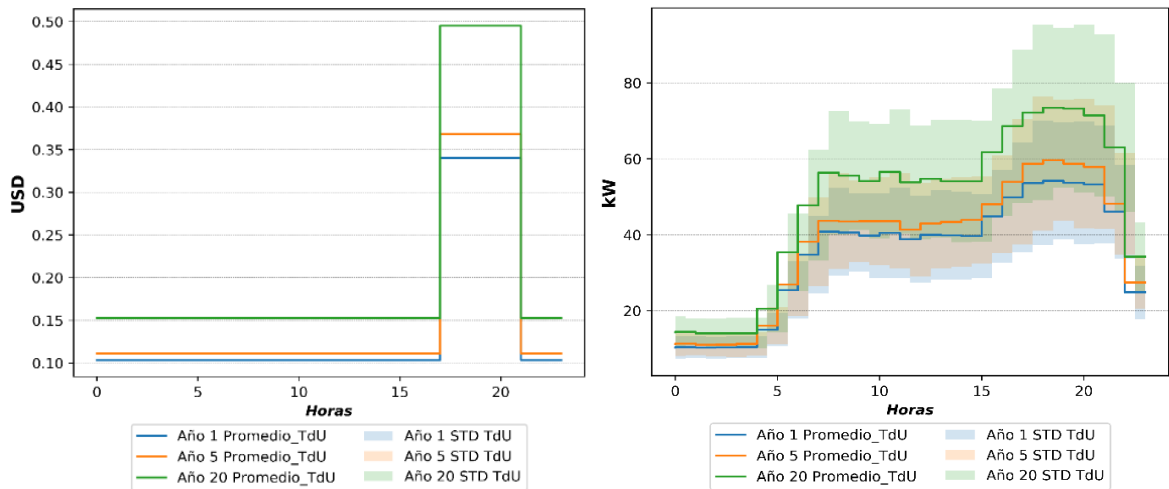
en el caso híbrido. La **figura 13b** muestra los cambios en las capacidades de las fuentes de energía correspondiente a la tarifa TdU en el caso híbrido.

La **figura 13c** muestra la reducción del consumo diésel en el caso de solo diésel aplicando la tarifa TdU, debido a la reducción en el pico de horas. La **tabla 3** muestra las variaciones del diésel para la tarifa TdU.

Tabla 3. Variación del consumo diésel debido a la EGD TdU para el caso de solo diésel.

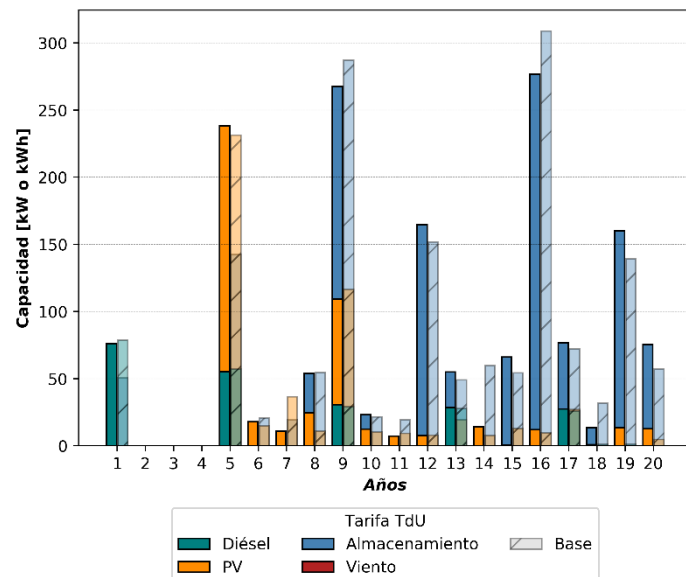
FUENTE	% VARIACIÓN
Diésel	-7.23%

Figura 14. Demanda y capacidades de las fuentes para la tarifa TdU para el caso híbrido



(a) Tarifa promedio TdU para el caso híbrido.

(b) Respuesta de la demanda promedio para el caso híbrido.



(c) Capacidades anuales instaladas para la tarifa TdU en el caso híbrido.

La **figura 14c** muestra la reducción en el almacenamiento requerido y el tamaño de las capacidades para el caso híbrido aplicando la tarifa TdU. Las **tablas 4 y 5** muestran las variaciones evidenciadas para cada caso y la variación total entre el caso híbrido y el base de solo diésel, destacando que aplicando la tarifa TdU el consumo de diésel disminuye en un **60.23%**.

Tabla 4. Variación del consumo diésel entre el caso híbrido y el base de solo diésel debido a la EGD TdU.

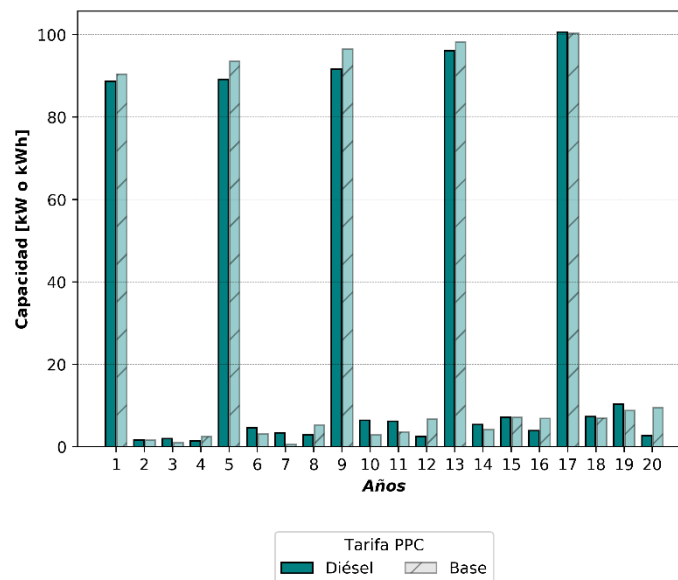
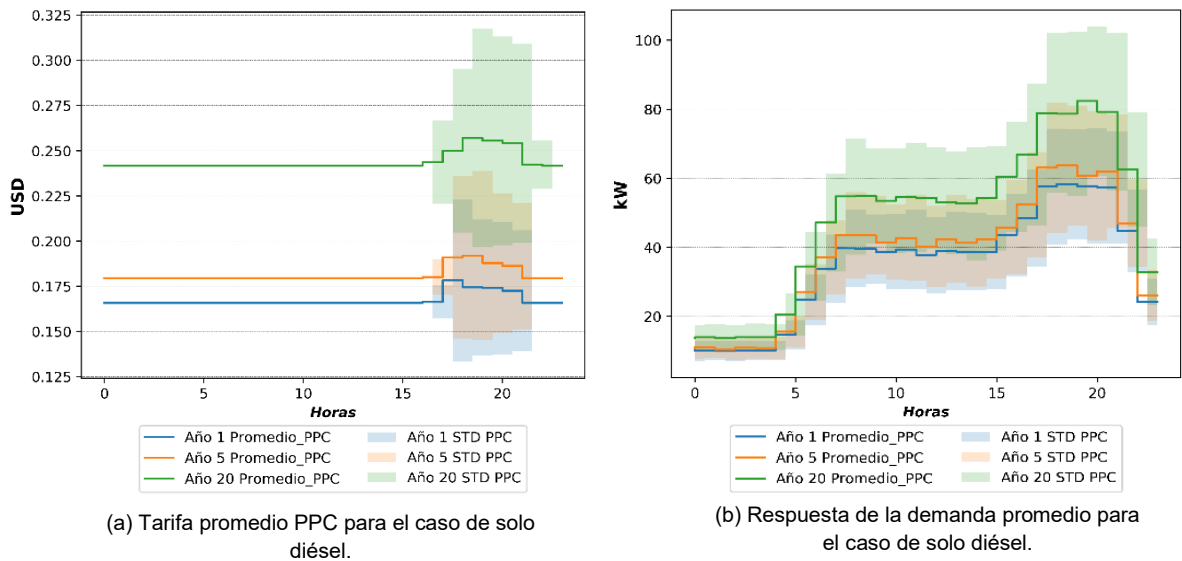
Fuente	% Variación
Diésel	-60.23%

Tabla 5. Variaciones debido a la EGD TdU para el caso híbrido.

Fuente	% Variación
Diésel	0.02%
Almacenamiento	-8.55%
PV	-2.36%

4.1.2 Tarifa por precio pico crítico. El valor de la tarifa crece drásticamente en unas pocas horas del año en el Precio Pico Crítico. Dicha tarifa, se limita por la cantidad de horas por año. El caso de estudio limita la respuesta de la demanda. La **figura 15a** muestra el promedio de la tarifa PPC para tres años diferentes en el caso de solo diésel. La **figura 15b** muestra la respuesta de la demanda para la tarifa PPC en el caso de solo diésel. La **figura 15c** muestra los cambios de consumo diésel correspondiente a la tarifa PPC en el caso de solo diésel. La **figura 16a** muestra el promedio de la tarifa PPC para tres años diferentes en el caso híbrido. La **figura 16b** muestra la respuesta de la demanda para la tarifa PPC en el caso híbrido. La **figura 16c** muestra los cambios en las capacidades de las fuentes de energía correspondiente a la tarifa PPC en el caso híbrido.

Figura 15. Demanda y consumo diésel para la tarifa PPC para el caso de solo diésel.

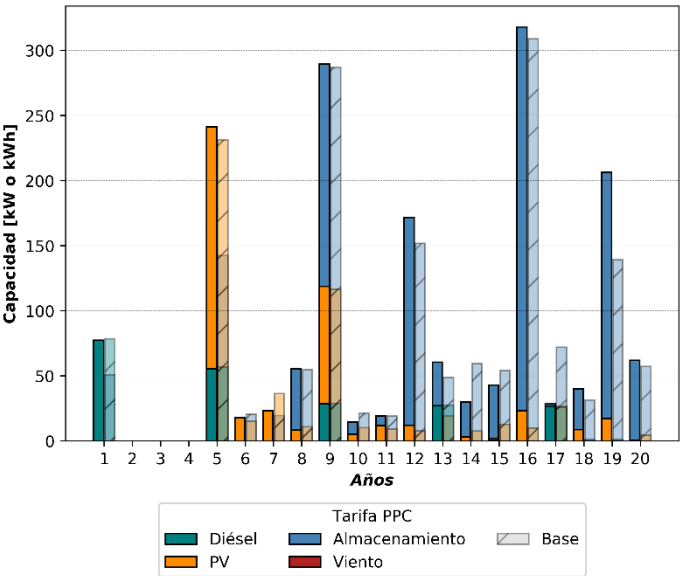
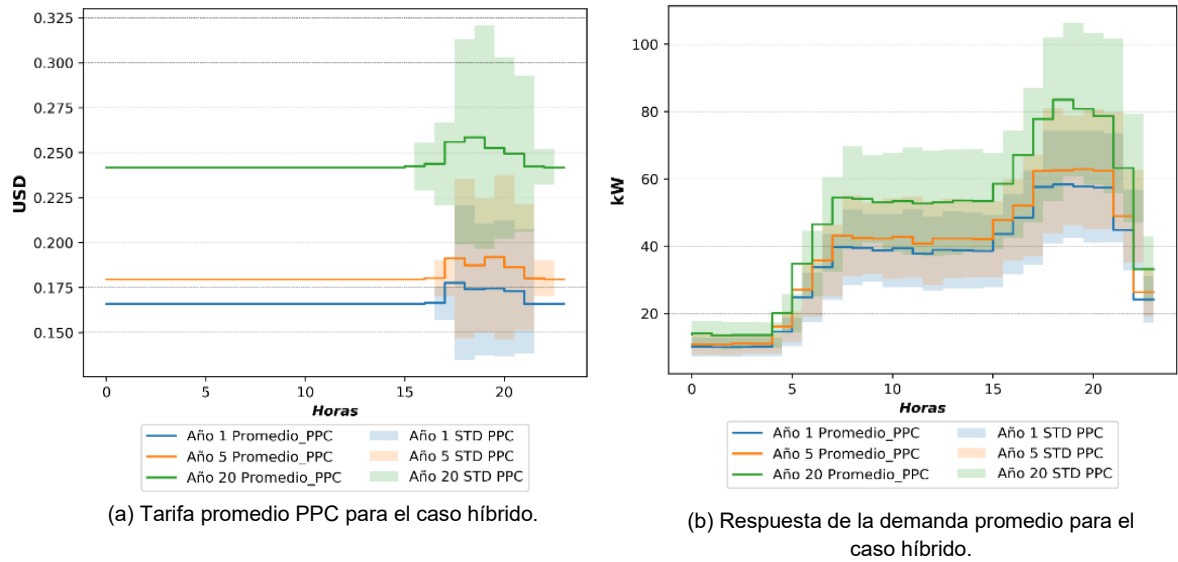


La **figura 15c** muestra la reducción del consumo diésel en el caso de solo diésel aplicando la tarifa PPC, debido a la reducción del pico de consumo. La **tabla 6** muestra las variaciones del diésel para la tarifa PPC.

Tabla 6: Variación del consumo diésel debido a la EGD PPC para el caso de solo diésel.

Fuente	% variación
Diésel	-2.14%

Figura 16. Demanda y capacidades de las fuentes para la tarifa PPC para el caso híbrido.



(c) Capacidades anuales instaladas para la tarifa PPC en el caso híbrido.

La **figura 16** muestra la reducción en el almacenamiento, debido a ello, la poca disminución de la capacidad PV y consumo diésel para el caso híbrido aplicando la tarifa PPC. Las **tablas 7 y 8** muestran las variaciones evidenciadas para cada caso y la variación total entre el caso híbrido y el base de solo diésel, destacando que aplicando la tarifa PPC el consumo de diésel disminuye en un **60.48%**.

Tabla 7. Variación del consumo diésel entre el caso híbrido y el base de solo diésel, debido a la EGD PPC.

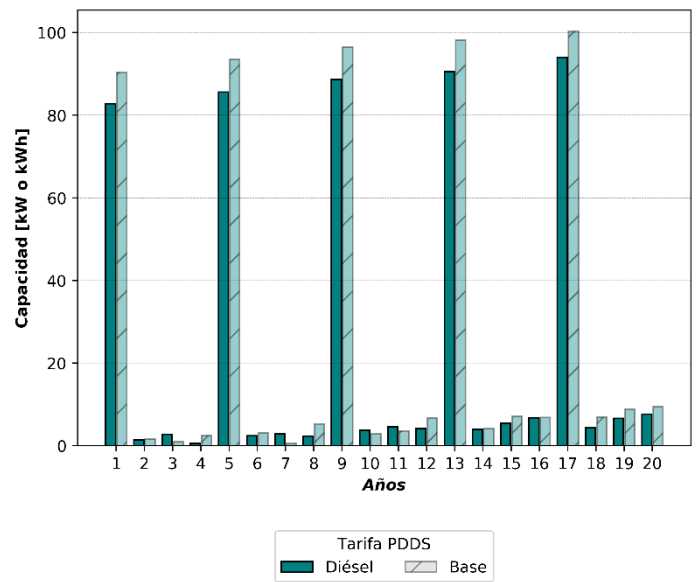
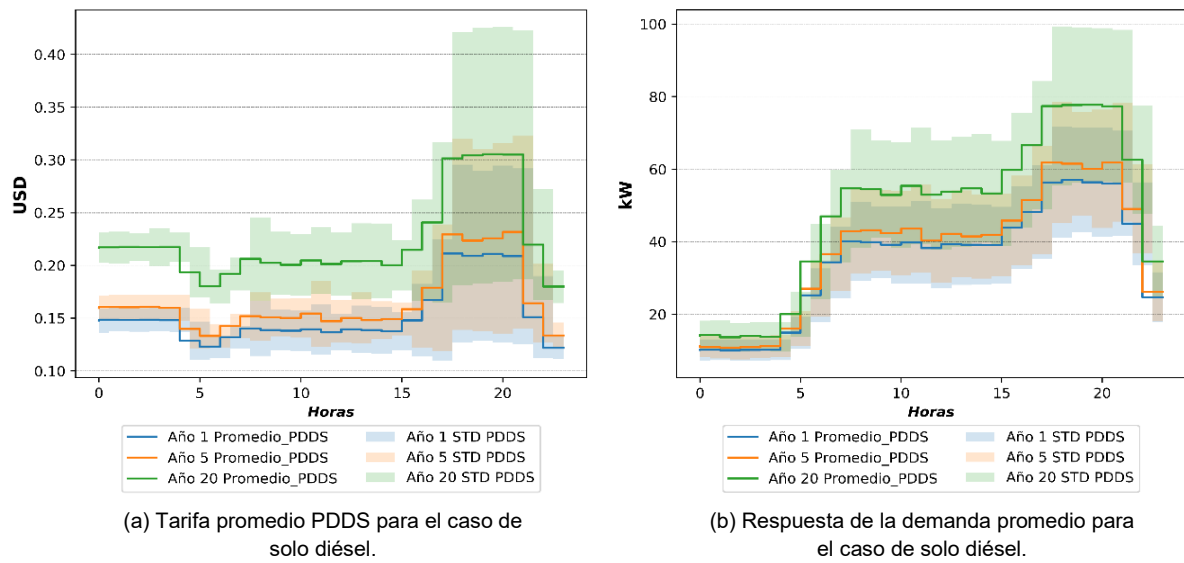
Fuente	% variación
Diésel	-60.48%

Tabla 8. Variaciones debido a la EGD PPC para el caso híbrido.

Fuente	% variación
Diésel	0.76%
Almacenamiento	-1.33%
PV	-2.75%

4.1.3 Tarifa por precio dinámico del día siguiente. El precio Dinámico del Día Siguiente tiene variaciones horarias. Dichas variaciones permiten acerca el valor de la tarifa al costo de la generación. El caso de estudio asume que el cliente conoce el precio del día siguiente. La **figura 17a** muestra el promedio de la tarifa PDDS para tres años diferentes en el caso de solo diésel. La **figura 17b** muestra la respuesta de la demanda para la tarifa PDDS en el caso de solo diésel. La **figura 17c** muestra los cambios de consumos diésel de la tarifa PDDS en el caso de solo diésel. La **figura 18a** muestra el promedio de la tarifa PDDS para tres años diferentes en el caso híbrido. La **figura 18b** muestra la respuesta de la demanda para la tarifa PDDS en el caso híbrido. La **figura 18c** muestra los cambios en las capacidades de las fuentes de energía correspondiente a la tarifa PDDS en el caso híbrido.

Figura 17. Demanda y consumo diésel para la tarifa PDDS para el caso de solo diésel.

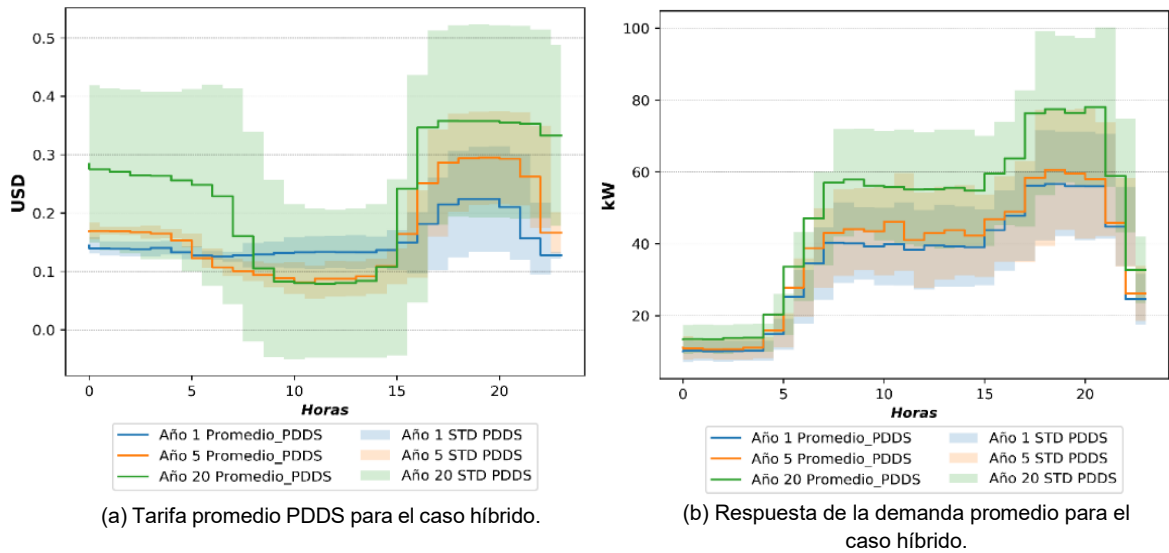


La **figura 17** muestra la **mayor** reducción del consumo diésel en el caso de solo diésel aplicando la tarifa PDDS, debido al conocimiento del precio del día siguiente. La **tabla 9** muestra las variaciones del diésel para la tarifa PDDS.

Tabla 9. Variación del consumo diésel debido a la EGD PDDS para el caso de solo diésel.

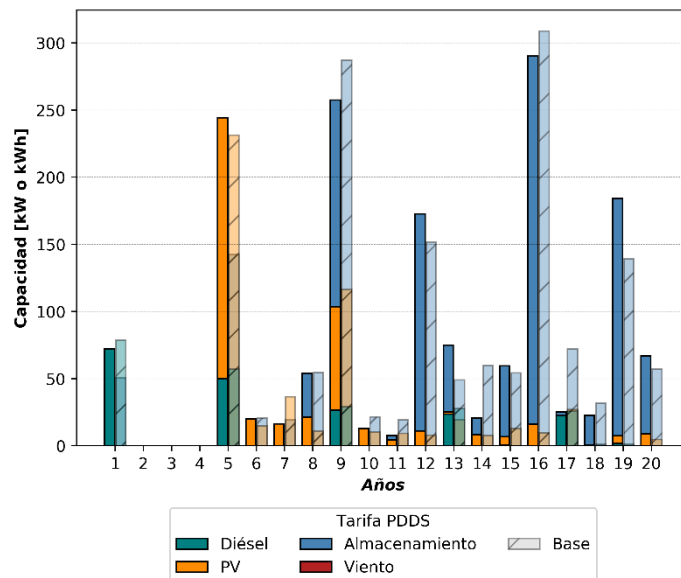
FUENTE	% VARIACIÓN
Diésel	-8.97%

Figura 18. Demanda y capacidades de las fuentes para la tarifa PDDS para el caso híbrido.



(a) Tarifa promedio PDDS para el caso híbrido.

(b) Respuesta de la demanda promedio para el caso híbrido.



(c) Capacidades anuales instaladas para la tarifa PDDS en el caso híbrido.

La **figura 4.7** muestra la reducción en el almacenamiento, consumo diésel y el incremento en la capacidad PV, para el caso híbrido aplicando la EGD PDDS. Las **tablas 4.9 y 4.10** muestra las variaciones evidenciadas para cada caso y la variación total entre el caso híbrido y el base de solo diésel, destacando que

aplicando la tarifa EGD PDDS es en donde el consumo de diésel disminuye en **mayor** proporción un **64.41%**.

Tabla 10. Variación del consumo diésel entre el caso híbrido y el base de solo diésel, debido a la EGD PDDS.

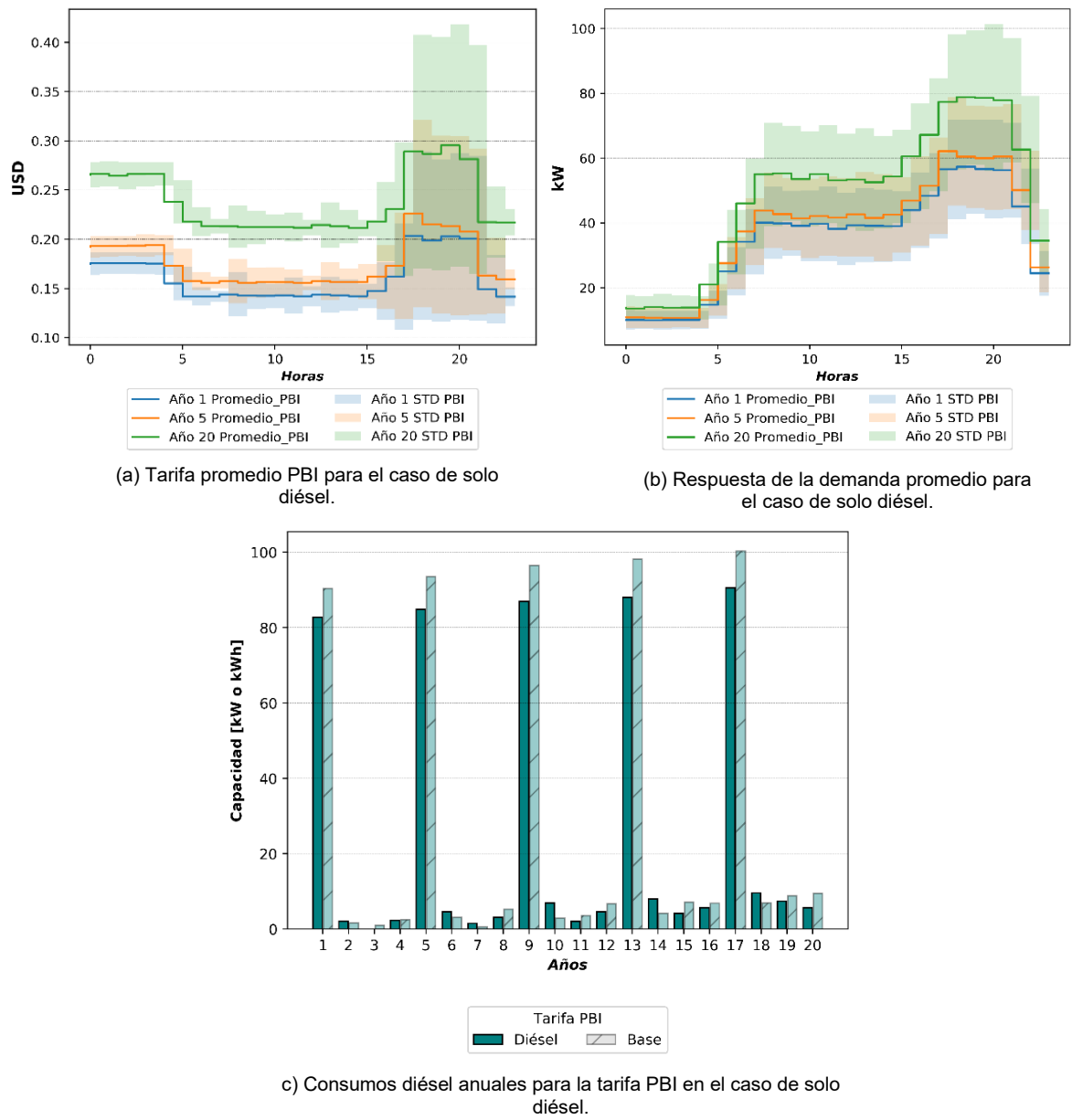
IBP	% Variación
Diésel	-64.41%

Tabla 11. Variaciones debido a la EGD PDDS para el caso híbrido.

Fuente	% variación
Diésel	-9.75%
Almacenamiento	-6.43%
PV	0.76%

4.1.4 Tarifa por precio basada en incentivos. La Tarifa por precio basada en incentivos tiene variaciones horarias, sin embargo, los clientes reciben recompensas monetarias si ellos adaptan sus patrones de consumo o penalizaciones monetarias si ellos no modifican sus patrones de consumo. La **figura 19a** muestra el promedio de la tarifa PBI para tres años diferentes en el caso de solo diésel. La **figura 19b** muestra la respuesta de la demanda para la tarifa PBI en el caso de solo diésel. La **figura 19c** muestra los cambios de consumo diésel correspondiente a la tarifa PBI en el caso de solo diésel. La **figura 20a** muestra el promedio de la tarifa PBI para tres años diferentes en el caso híbrido. La **figura 20b** muestra la respuesta de la demanda para la tarifa PBI en el caso híbrido. La **figura 20c** muestra los cambios en las capacidades de las fuentes de energía correspondiente a la tarifa PBI en el caso híbrido.

Figura 19. Demanda y capacidades de las fuentes para la tarifa PBI para el caso de solo diésel.

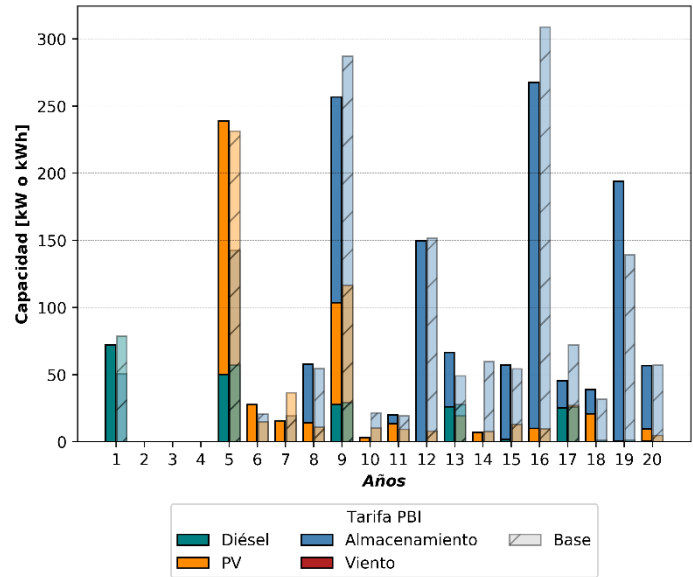
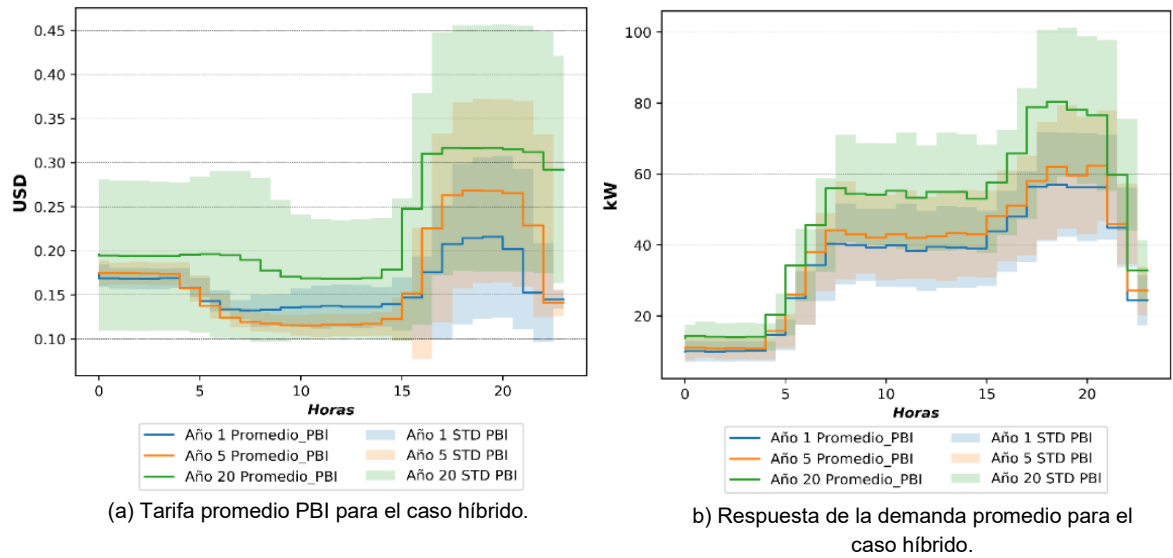


La **figura 19** muestra la reducción del consumo diésel en el caso de solo diésel aplicando la tarifa PBI. La **tabla 12** muestra las variaciones del diésel para la tarifa PBI.

Tabla 12. Variación del consumo diésel debido a la EGD PBI para el caso de solo diésel.

Fuente	% variación
Diésel	-8.96%

Figura 20. Demanda y capacidades de las fuentes para la tarifa PBI para el caso híbrido.



(c) Capacidades anuales instaladas para la tarifa PBI en el caso híbrido.

La **figura 20** muestra la reducción en el consumo diésel y la mayor reducción en el almacenamiento para el caso híbrido aplicando la tarifa PBI. Las **tablas 13 y 14** muestran las variaciones evidenciadas para cada caso y la variación total entre el caso híbrido y el base de solo diésel, destacando que aplicando la tarifa PBI el consumo de diésel disminuye en un **63.23%**.

Tabla 13. Variación del consumo diésel entre el caso híbrido y el base de solo diésel, debido a la EGD PBI.

Fuente	% variación
Diésel	-63.23%

Tabla 14. Variaciones debido a la EGD PBI para el caso híbrido.

Fuente	% variación
Diésel	-6.28%
Almacenamiento	-9.47%
PV	-1.95%

4.1.5 Comparación de la variación de las capacidades. Al cambiar cada EGD, cambia la demanda eléctrica, por lo que en consecuencia las capacidades instaladas para el cliente también cambian. La **tabla 15** muestra los cambios en el consumo de diésel, cuando el 30% de la demanda interviene en el precio de cada EGD para el caso de solo diésel. La **tabla 16** muestra los cambios en las capacidades instaladas en cada una de las fuentes, cuando el 30% de la demanda interviene en el precio de cada EGD para el caso híbrido. La **tabla 17** muestra los cambios en el consumo de diésel, cuando el 30% de la demanda interviene en el precio de cada EGD para el caso híbrido con respecto al caso base de solo diésel.

Tabla 15. Comparación del cambio en el consumo de diésel, para el caso de solo diésel con cada EGD.

FUENTE	TdU	PPC	PDDS	PBI
Diésel	-7.23%	-2.14%	-8.97%	-8.96%

Tabla 16. Comparación del cambio de las fuentes de energía, para el caso híbrido con cada EGD.

FUENTE	TdU	PPC	PDDS	PBI
Diésel	0.02%	0.76%	-9.75%	-6.28%
Almacenamiento	-8.55%	-1.33%	-6.43%	-9.47%
PV	-2.36%	-2.75%	0.76%	-1.95%

Tabla 17. Comparación del cambio en el consumo de diésel, entre el caso base de solo diésel y el caso híbrido con cada EGD.

FUENTE	TdU	PPC	PDDS	PBI
Diésel	-60.23%	-60.48%	-64.41%	-63.23%

4.2 COMPARACIÓN DE CRITERIOS

La integración de cada EGD genera cambios en los indicadores de confiabilidad como el LPSP y en los indicadores económicos como el NPC y el COE. La **tabla 18** muestra los criterios con cada EGD para el caso de solo diésel. La **tabla 19** muestra los criterios con cada EGD para el caso híbrido.

Tabla 18. Criterios para el caso diésel

Criterio	Base	TdU	PPC	PDDS	PBI
% LPSP	1	1	1	1	1
NPC[x10 ⁵ USD]	2.59	2.594	2.673	2.9	2.93
COE [kWh/USD]	0.57	0.55	0.564	0.55	0.544

Tabla 19. Criterios para el caso híbrido.

Criterio	Base	TdU	PPC	PDDS	PBI
% LPSP	1	1	1	1	1
NPC[x10 ⁵ USD]	0.71	0.623	0.78	0.63	0.88
COE [kWh/USD]	0.45	0.44	0.45	0.43	0.433

A continuación, se muestra el cambio en porcentaje para cada uno de los casos sin tener en cuenta el LPSP ya que no cambia debido a la restricción del problema de optimización con cada EGD. La **tabla 20** muestra el cambio en porcentaje de los criterios para el caso de solo diésel. La **tabla 21** muestra el cambio en porcentaje de los criterios para el caso híbrido. La **tabla 22** muestra el cambio en porcentaje de los criterios para el caso híbrido comparado con el caso base de solo diésel.

Tabla 20. Comparación de los criterios para el caso diésel.

Criterio	Base	TdU	PPC	PDDS	PBI
NPC	0.00%	0.15%	3.20%	11.97%	13.13%
COE	0.00%	-3.51%	-1.05%	-3.51%	-4.56%

Tabla 21. Comparación de los criterios para el caso híbrido.

Criterio	Base	TdU	PPC	PDDS	PBI
NPC	0.00%	-19.09%	1.30%	-18.18%	14.29%
COE	0.00%	-2.22%	0.00%	-4.44%	-3.78%

Tabla 22. Comparación de los criterios para el caso híbrido contra el caso base diésel.

Criterio	Base	TdU	PPC	PDDS	PBI
NPC	-70.27%	-75.95%	-69.88%	-75.68%	-66.02%
COE	-21.05%	-22.81%	-21.05%	-24.56%	-24.04%

Las **tablas 20, 21 y 22** muestran los cambios entre los criterios NPC y COE, destacando que para la EGD TdU se encuentra la **mayor reducción** del NPC con un 75.95% de diferencia seguida la tarifa PDDS con un 75.68%, sin embargo, para la tarifa PCC e IBP el valor aumenta con respecto al caso base híbrido. El COE al

igual que con el NPC existe una **mayor disminución** al aplicar la tarifa PDDS con un 24.56%.

4.3 COMPARACIÓN DE LA TASA DE RETORNO, VALOR DEL PRECIO NETO PRIVADO, SUBSIDIOS PÚBLICOS Y LAS GANANCIAS PRIVADAS DEL PRIMER AÑO

Considerando los subsidios de la parte pública e inversión privada en el costo total del proyecto¹⁶. La **tabla 23** muestra el beneficio de la parte con el valor de precio neto privado ajustando sus tarifas, la cantidad de subsidios requerida, las ganancias privadas del primer año teniendo en cuenta que se recupera la inversión privada para cada EGD en el **primer año** y el promedio de la tasa de retorno de los años para cada EGD del caso de solo diésel. La **tabla 24** muestra el valor del precio neto privado, la cantidad de subsidios requeridos, las ganancias privadas del primer año y la tasa de retorno para el caso híbrido.

Tabla 23. Subsidios, precio neto privado, ganancias privadas del primer año y promedio de la tasa de retorno para el caso de solo diésel.

	Base	TdU	PPC	PDDS	PBI
Subsidios [x10 ⁶ USD]	2.660	2.565	2.633	2.537	2.541
Precio Neto Priv[x10 ⁶ USD]	0.261	0.260	0.269	0.292	0.292
GPriv_1er_año [x10 ³ USD]	6.47	6.46	6.83	7.81	7.87
Prom Tasa de Ret[%]	5.867	6.028	6.101	6.824	6.793

Tabla 24. Subsidios, precio neto privado, ganancias privadas del primer año y promedio de la tasa de retorno para el caso híbrido.

	Base	TdU	PPC	PDDS	PBI
Subsidios [x10 ⁶ USD]	1.747	1.718	1.739	1.661	1.681
Precio Neto Priv [x10 ⁶ USD]	0.074	0.068	0.081	0.063	0.092
GPriv_1er_año [x10 ³ USD]	6.89	6.85	7.17	7.98	8.05
Prom Tasa de Ret[%]	3.507	3.431	3.811	3.533	4.089

A continuación, se muestra el cambio en porcentaje del precio neto privado, subsidios, ganancias privadas del primer año y tasa de retorno con cada EGD. La **tabla 25** muestra el cambio en porcentaje del precio neto privado, subsidios, ganancias privadas del primer año y tasa de retorno para el caso de solo diésel. La **tabla 26** muestra el cambio en porcentaje del precio neto privado, subsidios, ganancias privadas del primer año y tasa de retorno para el caso híbrido. La **tabla 27** muestra el cambio en porcentaje del precio neto privado, subsidios, ganancias privadas del primer año y tasa de retorno para el caso híbrido comparado con el caso base de solo diésel.

Tabla 25. Porcentaje de variación de los subsidios, el precio neto privado, ganancias privadas del primer año y el promedio de la tasa de retorno de los años para el caso de solo diésel.

	Base	TdU	PPC	PDDS	PBI
Subsidios	0.00%	-3.56%	-1.02%	-4.63%	-4.48%
Precio Neto Priv	0.00%	-0.36%	3.15%	11.97%	12.09%
GPriv _1er_año	0.00%	-0.15%	5.56%	20.71%	21.64%
Prom Tasa de Re	0.00%	2.74%	3.98%	16.31%	15.78%

Tabla 26. Porcentaje de variación de los subsidios, el precio neto privado, ganancias privadas del primer año y el promedio de la tasa de retorno de los años para el caso híbrido.

	Base	TdU	PPC	PDDS	PBI
Subsidios	0.00%	-1.71%	-0.47%	-4.94%	-3.82%
Precio Neto Priv	0.00%	-8.19%	9.28%	-14.95%	24.22%
GPriv _1er_año	0.00%	-0.58%	4.06%	15.82%	16.84%
Prom Tasa de Ret	0.00%	-2.17%	8.65%	0.74%	16.59%

Tabla 27. Porcentaje de variación de los subsidios, el precio neto privado, ganancias privadas del primer año y de la tasa de retorno de los años para el caso híbrido contra el caso base diésel.

	Base	TdU	PPC	PDDS	PBI
Subsidios	-34.30%	-35.42%	-34.61%	-37.55%	-36.81%
Precio Neto Priv	-71.72%	-73.94%	-70.04%	-78.52%	-68.66%
GPriv _1er_año	6.49%	5.87%	10.82%	23.34%	24.42%
Prom Tasa de Ret	-40.22%	-41.52%	-35.05%	-39.78%	-30.31%

Las **tablas 25, 26 y 27** muestran los cambios entre los subsidios, precio neto privado, ganancias privadas del primer año y el promedio de la tasa de retorno. Se destaca que para la tarifa PDDS el precio neto privado y subsidios se encuentran con la **mayor reducción** de un 78.52% y un 37.55% respectivamente. La tarifa PBI con el **mayor aumento y menor disminución** en cuanto a las ganancias privadas del primer año y el promedio de la tasa de retorno del primer año con un 24.42% y un 30.31% respectivamente. Los anteriores valores, comparando las EGD del caso híbrido, con la base de solo diésel.

4.4. COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS MÁS RELEVANTES

A continuación, se evidencian los cambios más relevantes de la aplicación de cada EGD en el dimensionamiento, la gestión de energía y costos del proyecto para cada uno de los casos. Las variables mostradas son: valores del costo total, ganancias privadas, pagos del cliente, inversión privada, energía entregada y consumo diésel. Por lo que son enunciados en las siguientes figuras: La **figura 21** muestra el porcentaje de variación de cada EGD para el caso de solo diésel con respecto al caso base de solo diésel. La **figura 22** muestra el porcentaje de variación de cada EGD para el caso híbrido con respecto al caso base híbrido. La **figura 23** muestra el porcentaje de variación de cada EGD para el caso híbrido con respecto al caso base de solo diésel.

$$Costo\ Total = \zeta + \vartheta + \mu + taxes \quad (13)$$

$$Ganancias\ privadas = \sum_{t=1}^T \pi_{x,t} D_{f,t} - (\phi_{ci} \zeta) + \phi_{oi} \vartheta \quad (14)$$

$$Pagos\ del\ cliente = \sum_{t=1}^T \pi_{x,t} D_{f,t} \quad (15)$$

$$Costos\ privados = \phi_{priv} (\zeta + \vartheta) + \mu + taxes \quad (16)$$

$$Energía = \sum_{t=1}^T D_{f,t} - |EE_{f,t}| + |EE_{f,t}| \quad (17)$$

Figura 21. Porcentaje de variación de los resultados más relevantes en el caso diésel

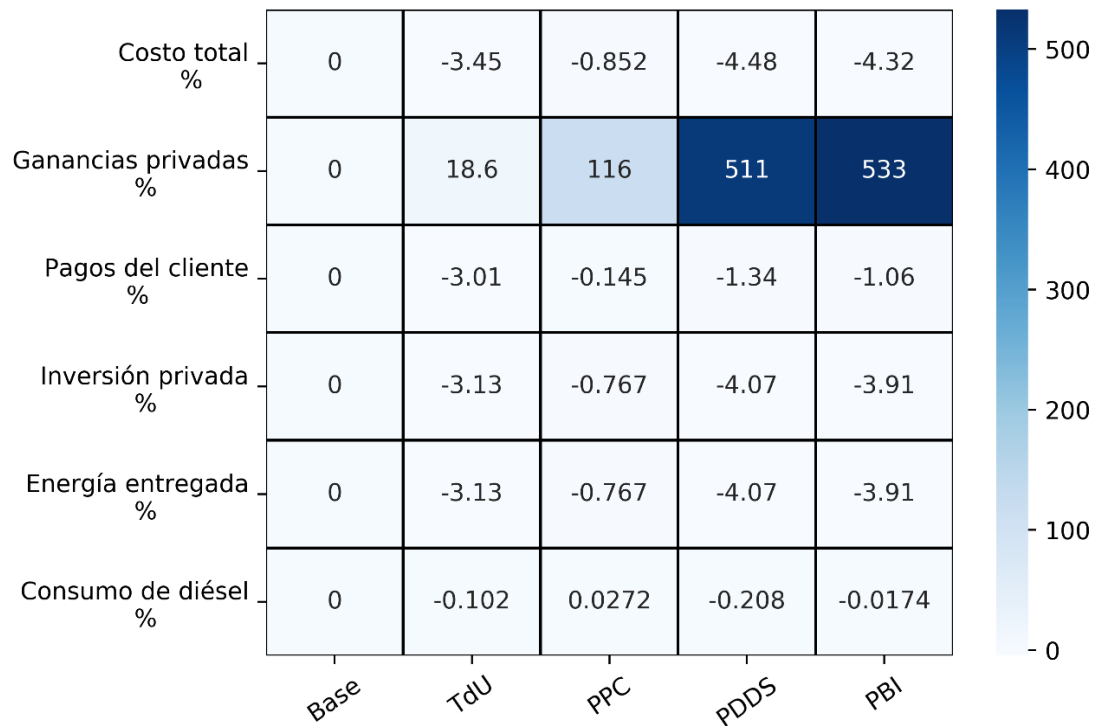


Figura 22. Porcentaje de variación de los resultados más relevantes en el caso híbrido.

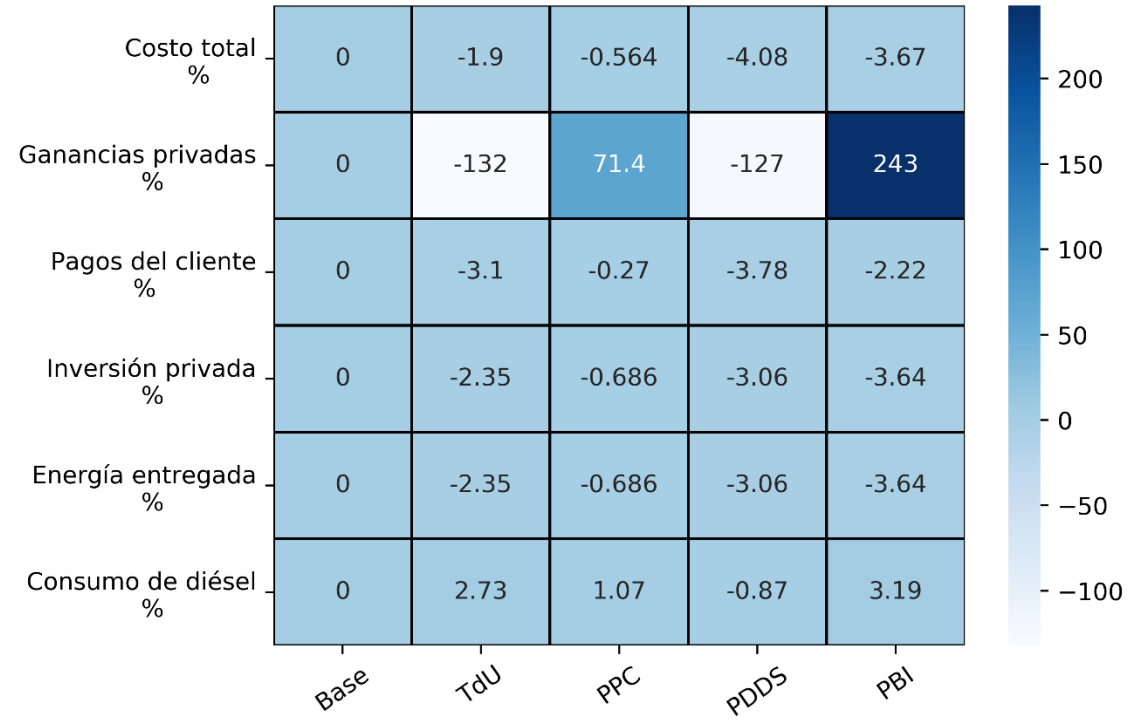
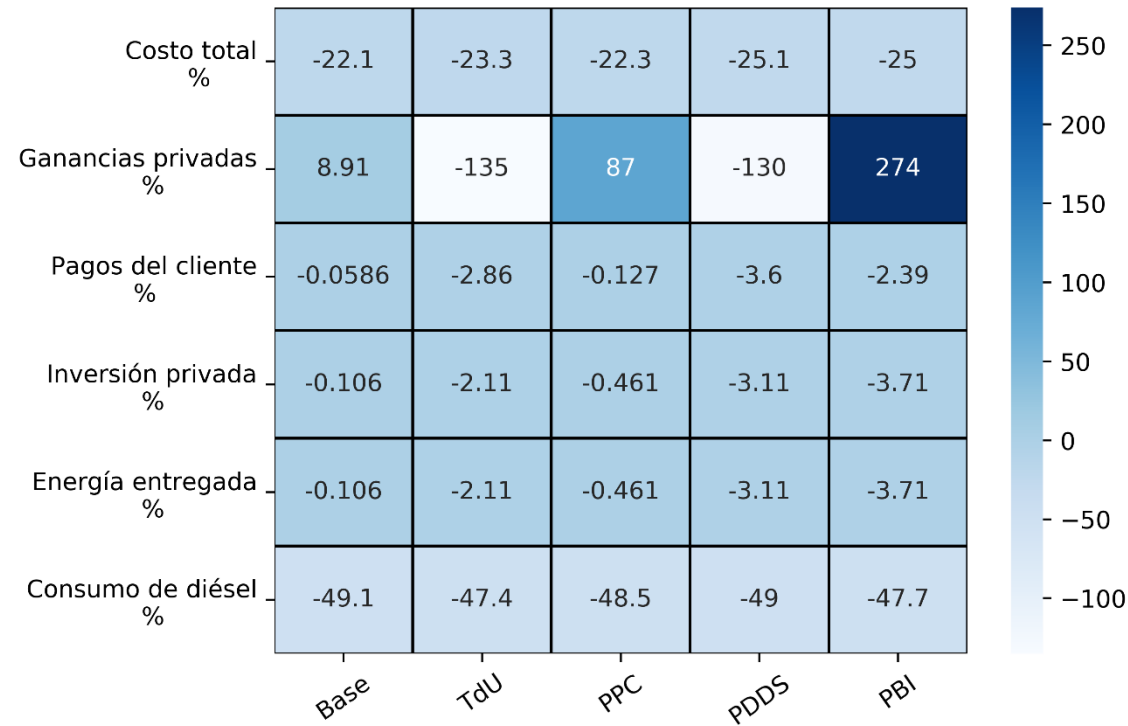


Figura 23. Porcentaje de variación de los resultados más relevantes para el caso híbrido con respecto al caso base de solo diésel.



En la **figura 21** el incremento para las tarifas PDDS e PBI con un 511% y un 533% de la ganancia privada respectivamente, con respecto al caso base de solo diésel.

En la **figura 22** las pérdidas privadas para las tarifas TdU y PDDS con un 132% y un 127% respectivamente, con respecto al caso base diésel, sin embargo, la tarifa IBP, sigue siendo la tarifa con **mayores** ganancias privadas para el caso híbrido e igual para el caso de solo diésel.

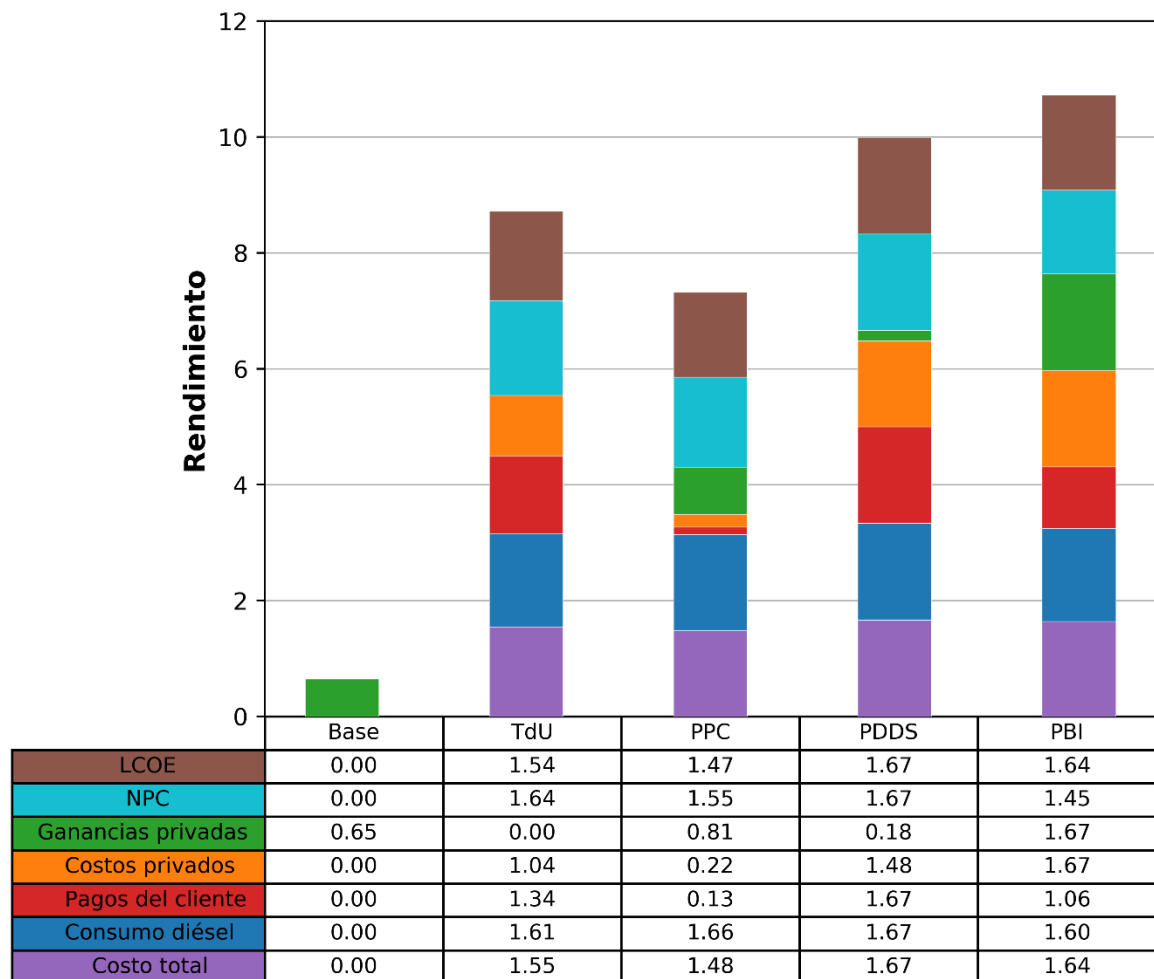
En la **figura 23** se mantiene el mismo comportamiento que en la **figura 22**. No obstante, ahora es en mayor proporción, destacándose una reducción del consumo diésel de casi un 50% y una reducción del costo total de un 20-25% del caso híbrido con respecto al caso base de solo diésel.

La estrategia PBI es la EGD que **mejores** beneficios tiene, comparada con cada EGD tanto en el caso de solo diésel como en el caso híbrido, sin embargo, es la que mayor energía e inversión privada requiere.

El rendimiento de cada EGD es importante a la hora de tomar una decisión, resumiendo los datos obtenidos. La **ecuación 18** está tomada para el cálculo del rendimiento de cada EGD.

$$Rendimiento = \frac{valor\ peor - valor\ actual}{valor\ peor - valor\ mejor} \quad (18)$$

Figura 24. Comparación del rendimiento con cada EGD.



La **figura 24** compara las EGD en el caso híbrido con respecto al base de solo diésel. Esta muestra que la EGD PBI es la estrategia de demanda con el mejor rendimiento con respecto a las otras EGD. La tarifa PBI es aquella que da un estímulo económico a los usuarios ofreciéndoles descuentos sobre la tarifa.

5. CONCLUSIONES

Este proyecto analiza el impacto de reemplazar un sistema a base de diésel con un sistema híbrido de manera multianual aplicando estrategias de gestión de la demanda en la zona no interconectada de Pizarro, Bajo Baudó, Choco.

A continuación, se enuncian las conclusiones:

El cambio de la microrred a base de solo diésel por la microrred híbrida es prefactible en la parte económica, debido a la disminución de los criterios económicos NPC y COE. Estos criterios influyen en el costo total de la microrred durante su vida útil, sin embargo, el criterio de confiabilidad LPSP no varió a lo largo del estudio tanto para el caso híbrido como para el caso de solo diésel. Por ende, sigue siendo prefactible realizar el cambio.

Conforme al análisis efectuado, en la comparación de la microrred híbrida con la de solo diésel. La EGD PBI es la más útil para los inversionistas de microrredes aisladas que quieran construir modelos de negocios rentables que proporcionen energía a Pizarro. Debido al mayor aumento de las ganancias privadas con un 274%, disminución de la inversión privada con un 3.71%, disminución del costo total con 25%, disminución del consumo diésel del 63.23%, disminución de los subsidios requeridos provenientes del gobierno del 36.81% y una disminución de los pagos del cliente de un 2.39%.

Por el contrario, en la comparación de la microrred híbrida con la de solo diésel, la EGD PPC es la menos útil para los inversionistas. Debido a la disminución de la inversión privada en un 0.461%, la disminución de los pagos del cliente con un 0.127%, disminución del costo total con 22.3%, una disminución del consumo diésel

del 60.47%, disminución de los subsidios requeridos provenientes del gobierno del 34.61%.

La EGD TdU es la más viable a implementar en la comunidad, debido a la estabilidad de los precios durante largos periodos de tiempo, sin que la comunidad se preocupe de la variación de precios a lo largo de los horarios de consumo como en la EGD PBI.

Las EGD reducen los costos totales, inversiones privadas, consumos de diésel y capacidades de las fuentes de energía, sin embargo, hay una clara diferencia entre el caso híbrido y el caso base de solo diésel, denotando que el caso híbrido tiene mejores características según los criterios COE y LPSP. En el caso híbrido el COE llega a disminuir desde un 21.05% hasta un 24.56% y el NPC desde un 66.02% hasta un 75.95%.

Para la microrred híbrida, las capacidades instaladas de las fuentes de energía tienen el tamaño óptimo para satisfacer la demanda de carga con la ayuda de un sistema de almacenamiento de energía, con cada EGD. Por lo cual, se garantiza el servicio de energía las 24 horas del día gracias al almacenamiento y capacidades de las fuentes de energía.

Por último, el trabajo realizado permite evaluar el impacto de cada una de las EGD en la planificación de microrredes aisladas, permitiendo así poder tomar decisiones a la hora de establecer el modelo de negocio sostenible en el tiempo para la microrred. Lo anterior orienta al ente gubernamental y regulador para establecer políticas en la prestación del servicio de energía que benefician tanto al inversionista como al usuario final.

BIBLIOGRAFÍA

ALNEJAILI T., DRID S., MEHDI D. and CHRIFI-ALAOUI L., "Advanced strategy of Demand-side management for photovoltaic-wind energy system," 2014 15th International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering (STA), Hammamet, 2014, pp. 797-802, doi: 10.1109/STA.2014.7086703. [consultado el 30/10/20].

AMAR Juan Pablo, «Las microrredes híbridas han llegado para quedarse» [artículo en línea], julio del 2018, disponible en: <https://www.portalminero.com/pages/viewpage.action?pagelId=154539602>. [consultado el 16/10/20].

BAATZ, B. Rate DesignMatters: The Intersection of Residential Rate Design and Energy Efficiency. Technical 597 Report March, American Council for an Energy-Efficient Economy, 2017. [consultado el 08/11/20].

CANLII «Canadian government. Greenhouse Gas Pollution Pricing Act. 2018. », [base de datos], <https://www.canlii.org/en/ca/laws/stat/sc-2018-c-12-s-186/139160/sc-2018-c-12-s-186.html>. [consultado el 25/10/20].

CELIK B., ROCHE R., SURYANARAYANAN S., BOUQUAIN D., and MIRAOUUI A., «Electric energy management in residential areas through coordination of multiple smart homes», Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 80. [consultado el 05/11/20].

CENTRO NACIONAL DE MONITOREO, Informe mensual de Telemetría. [en línea] disponible en: http://190.216.196.84/cnm/info_mes.php. [consultado el 10/01/20].

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS Resolución CREG 004 de fecha 23 de enero de 2014 [consultado el 03/01/21]

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, Zonas no interconectadas [artículo en línea], disponible: <https://www.creg.gov.co/sectores/energia-electrica/zonas-no-interconectadas>. [consultado el 03/01/21].

CONSORCIO ENERGÉTICO CORPOEMA, «Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia (PDFNCE)» [artículo en línea], pp. 1-1 Diciembre de 2010, disponible en: http://www.upme.gov.co/Sigic/DocumentosF/Vol_1_Plan_Desarrollo.pdf. [consultado el 13/10/20].

DANE Información derivada del Censo Nacional de Población y Vivienda (CNPV) 2018. 'Retroproyecciones y Proyecciones de población a nivel municipal por área, sexo y edad simple. Periodo 1985- 2035. [en línea] disponible en: <http://www.dane.gov.co/> [consultado el 23/11/20].

DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO NACIONAL DE ESTADÍSTICA (DANE). Censo Nacional de población y vivienda. [en línea] disponible en: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticaspor-tema/demografia-y-poblacion/censo-nacional-de-poblacion-y-vivenda-2018>. [consultado el 23/11/20].
EIA «Energy Information Administration. Annual Energy Outlook 2020. 2020.», [base de datos], https://www.eia.gov/outlooks/aeo/tables_ref.php. [consultado el 25/10/20].

ELTAMALY A. M., MOHAMED M. A., Alsaud M. S. ALOLAH, A. I., «Load management as a smart grid concept for sizing and designing of hybrid renewable energy systems», Eng. Optim., vol. 49. [consultado el 03/11/20].

ENEL X, «¿Qué es la gestión de la demanda?» [artículo en línea], disponible en: <https://www.enelx.com/es/faq/eindustry/Qu%C3%A9%20es%20la%20Gesti%C3%B3n%20de%20la%20Demanda>. [consultado el 18/10/20].

FERNÁNDEZ Álvaro, Norvald Stol, CAPEX and OPEX simulation study of cost-efficient protection mechanisms in passive optical networks, Optical Switching and Networking, Volume 17, 2015, Pages 14-24, ISSN 1573-4277, <https://doi.org/10.1016/j.osn.2015.01.001>. [consultado el 10/09/20].

GLICK, D.; LEHRMAN, M.; SMITH, O. Rate Design for the Distribution Edge. Technical Report August, Rocky 599 Mountain Institute, 2014. [consultado el 10/11/20].

GOOGLE MAPS [en línea] disponible en: <https://www.google.com/maps>. [consultado el 20/11/20].

HG INGENIERÍA Y CONSTRUCCIONES S.A.S. ¿Sabes que son las ZNI y cuáles son sus características? [en línea] disponible en: <https://www.hgingeneria.com.co/sabes-que-son-las-zni-y-cuales-son-sus-caracteristicas/>. [consultado el 05/01/20].

HINA FATHIMA A., PALANISAMY K., Optimization in microgrids with hybrid energy systems – A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 45, 2015, Pages 431-446, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.059>. [consultado el 13/11/20].

HOME ENERGY Net present cost [en línea] disponible en: https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/net_present_cost.html. [consultado el 18/11/20].

HOUSSEM Rafik El-Hana Bouchekara, Muhammad Sharjeel Javaid, Yusuf Abubakar Shaaban, Mohammad Shoaib Shahriar, Makbul Anwari Muhammad Ramli, Yaqoub Latreche, «Decomposition based multiobjective evolutionary algorithm for PV/Wind/Diesel Hybrid Microgrid System design considering load uncertainty», Energy Reports, Volume 7, 2021, Pages 52-69, ISSN 2352-4847, <https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.11.102>. [consultado el 18/11/20].

INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES, Página principal [en línea] disponible en: <http://www.ideam.gov.co/>. [consultado el 22/10/20].

INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA ZONAS NO INTERCONECTADAS Página principal, [en línea] disponible en: <http://ipse.gov.co/>. [consultado el 22/10/20].

INVERSIN, A.R. Mini-grid design manual (English). Technical report, World Bank, 2000. [consultado el 05/11/20].

JOE-WONG, C.; SEN, S.; HA, S.; Chiang, M. Optimized day-ahead pricing for smart grids with 601 device-specific scheduling flexibility. IEEE Journal on Selected Areas in Communications 2012, 30, 1075–1085. 602 doi:10.1109/JSAC.2012.120706. [consultado el 11/11/20].

KOSTKOVA K. et al. “An introduction to load management”. In: Electric Power Systems Research 95 (2013), pp. 184–191. ISSN: 03787796. DOI: 10 . 1016 / j. epsr.2012.09.006. URL: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2012.09.006>. [Consultado el 28/10/20].

KOSTKOVÁ, K.; OMELINA.; KYCĚNA, P.; JAMRICH, P, «An introduction to load management. Electric Power Systems», [artículo en línea], doi: 10.1016/j.epsr.2012.09.006. [consultado el 03/11/20].

LAZAR, J. GONZALEZ, W. «Smart Rate Design for a Smart Future. Montpellier», VT: Regulatory Assistance Project 2015. [en línea] disponible en: <http://www.raponline.org/document/download/id/7680>. [consultado el 28/10/20].

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas – FAZNI [artículo en línea], disponible: <https://www.minenergia.gov.co/fazni1> [consultado el 05/01/21].

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Fondo De Solidaridad Para Subsidios y Redistribución de Ingreso - FSSRI [artículo en línea], disponible: <https://www.minenergia.gov.co/fssri1>. [consultado el 04/01/21].

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Resolución No. 410105 (09 febrero 2021) Por la cual se ordena el pago parcial de subsidios por menores tarifas del sector eléctrico en las Zonas No Interconectadas ZNI, correspondientes al mes de diciembre de (cuarto trimestre de 2020) con cargo al FSSRI [artículo en línea], disponible: <https://www.minenergia.gov.co/documents/10180//23517//48843-410105.pdf>.
página 29. [consultado el 04/01/21].

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Resolución No. 411204 (18 diciembre de 2020) Por la cual se ordena el pago de subsidios por menores tarifas de energía en las Zonas No Interconectadas ZNI correspondientes al ZNI correspondientes al I, II, III, IV trimestre de 2019; I, II, III trimestre de 2020 con cargo FSSRI [artículo en línea],
disponible en:
<https://www.minenergia.gov.co/documents/10180//23517//48790->

Resoluci%C3%B3n+No+411204+del+18+de+diciembre+de+2020.pdf. página 38. [consultado el 04/01/21].

MOHAMMAD HOSSEIN Amrollahi and SEYYED MOHAMMAD Taghi Bathaee, «Technoeconomic optimization of hybrid photovoltaic/wind generation together with energy storage system in a stand-alone micro-grid subjected to demand response» [artículo en línea], septiembre del 2017, disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261917306207>. [consultado el 15/11/20].

Muhammad Shahzad Javed, Aotian Song, Tao Ma, «Techno-economic assessment of a stand-alone hybrid solar-wind-battery system for a remote island using genetic algorithm», *Energy*, Volume 176, 2019, Pages 704-717, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.03.131>. [consultado el 18/11/20].

NASSER YIMEN, Theodore Tchotang, Abraham Kanmogne, Idriss Abdelkhalikh Idriss, Bashir Musa, Aliyu Aliyu, Eric C. Okonkwo, Sani Isah Abba, Daniel Tata, Lucien Meva'a, Oumarou Hamandjoda and Mustafa Dagbasi, «Optimal Sizing and Techno-Economic Analysis of Hybrid Renewable Energy Systems—A Case Study of a Photovoltaic/Wind/Battery/Diesel System in Fanisau, Northern Nigeria» [artículo en línea], octubre del 2020, <https://www.mdpi.com/2227-9717/8/11/1381/pdf>. [consultado el 13/11/20].

NREL «National Renewable Energy Laboratory. Annual Technology Baseline data. 2020». [base de datos], <https://atb.nrel.gov/electricity/2020/data.php>. [consultado el 25/10/20].

OVIEDO CEPEDA, J.C.; OSMA-PINTO, G.; ROCHE, R.; DUARTE, C.; SOLANO, J.; HISSEL, D. «Design of a Methodology to Evaluate the Impact of Demand-Side Management in the Planning of Isolated/Islanded Microgrids». *Energies* 2020, 13,

3459. [artículo en línea] pp.1-4, julio del 2020, disponible en: https://www.mdpi.com/1996-1073/13/13/3459?fbclid=IwAR1AgXy4KwJ4EGs4z1PrC5XR4bDHIW27I0ARyQfZiZ4AHXpT-_1mvcluViA. [consultado el 20/10/20].

OVIEDO CEPEDA, Juan Carlos Descripción del Proyecto CVXMG [en línea] disponible en: <https://pypi.org/project/cvxmg/> [consultado el 01/07/20].

OVIEDO CEPEDA. Juan Carlos «A comparison of the effects of Demand-Side Management Strategies in the planning of Stand-Alone Microgrids» [tesis doctoral], agosto del 2020, [consultado el 10/09/20].

OVIEDO, Juan Carlos CVXMG [en línea] disponible en: <https://github.com/juancaoviedo/cvxmg>. [consultado el 01/07/20].

PUERTAS GONZALES Yurani, «Electrificación de zonas no interconectadas del pacífico colombiano, por medio de clusers prototipo de sistemas híbridos solar-eólico-hidro-diésel optimizados con homer» [Tesis de Maestría], pp 13 y pp 111, 2016, [en línea] disponible en: <https://repository.javeriana.edu.co/handle/10554/20475>, [consultado el 01/01/21].

READ THE DOCS Librería desarrollada en el grupo Gisel usando Python, [en línea] disponible en: <https://cvxmg.readthedocs.io/en/latest/>. [consultado el 01/07/20].

REY Juan M., VERGARA Pedro P. SOLANO Javier, ORDÓÑEZ Gabriel, «Design and Optimal Sizing of Microgrid» [versión PDF], pp. 1 diciembre de 2010. [consultado el 15/09/20].

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS (SSPD). Zonas No Interconectadas-ZNI, «Informe Sectorial de la Prestación del Servicio de

Energía Eléctrica en las Zonas no Interconectadas 2020», [artículo en línea], disponible en: https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/Publicaciones/Publicaciones/2020/Dic/informe_sectorial_diagnostico_zni_2020.pdf. [consultado el 11/10/20].

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS, Zonas no interconectadas – ZNI diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica 2018 [artículo en línea], disponible: https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/Publicaciones/Publicaciones/2018/Dic/diag_zni_2018_7122018.pdf. [consultado el 03/01/21].

UPME, «Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica» [Versión PDF], pp20, noviembre del 2016, [consultado el 09/12/20].

VALLÉS RODRÍGUEZ, M., FRÍAS MARÍN, P., RENESES GUILLÉN, J., GONZÁLEZ SOTRES, L. Gestión Activa de la Demanda para una Europa más eficiente. Anales de mecánica y electricidad 55–61 2013. [Consultado 28/10/2020].

WANG, Y.; TANG, Y.; XU, Y.; XU, Y. A Distributed Control Scheme of Thermostatically Controlled Loads 519 for the Building-Microgrid Community. IEEE Transactions on Sustainable Energy 2020, 11, 350–360. 520 doi:10.1109/TSTE.2019.2891072. [consultado el 08/11/20].