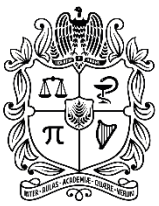


UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Propuesta de escenarios de digitalización para integración de demanda activa en sistemas de distribución utilizando técnicas metaheurísticas

Edgar Darío Obando Paredes

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ingeniería y Arquitectura

Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación

Manizales, Colombia

2025

Propuesta de escenarios de digitalización para integración de demanda activa en sistemas de distribución utilizando técnicas metaheurísticas

Edgar Darío Obando Paredes
Ingeniero Físico.
Magister en Ingeniería -Ingeniería Eléctrica

Tesis de investigación presentada como requisito parcial para optar al título de:

Doctor en ingeniería-Línea automática

Directora:

PhD. Sandra Ximena Carvajal Quintero

Grupo de Investigación:

Environmental, Energy and Education Policy – E3P

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ingeniería y Arquitectura

Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación

Manizales, Colombia

2025

Nota de aceptación

_____

_____

_____

_____

_____
Directora tesis de investigación
PhD. Ing. Sandra Ximena Carvajal Quintero.

_____
Jurado de tesis
PhD. Ing. Rubiel Vargas Cañas.

_____
Jurado de tesis
PhD. Ing. Camilo Younes Velosa.

_____
Jurado de tesis
PhD. Ing. Jesus Maria Lopez Lezama.

Fecha de sustentación**: Manizales, 28 de agosto de 2025.**

Dedicatoria.

A la memoria de Santiago Efraín Paredes.

A Paola Andrea, Santiago León y Nala,
porque su apoyo incondicional y presencia constante hicieron posible este camino.

A mis padres, Edgar e Inés, y a mi hermana Daniela,

"Un hombre que no le dedica tiempo a su familia es un hombre incompleto"
—Mario Puzo, El Padrino.

Este trabajo es también un homenaje a ese tiempo compartido,
a la fuerza que nace del amor y la unión familiar.

Agradecimientos

A mi directora profesora PhD. Sandra Ximena Carvajal, por su paciencia, su tiempo, su ánimo, su acompañamiento, su apoyo total, creer en mí, en este trabajo, su acertada dirección, comentarios y recomendaciones, no solo es mi directora también es una gran amiga.

A Dahiana Lopez Garcia, por ponerse la camiseta y apoyar este trabajo con sus conocimientos y aplicaciones tan acertadas.

Al Doctor Javier Revelo Fuelagan por el interés en este trabajo. Con su soporte y discusión abrió la puerta a la entrega de esta investigación.

Al profesor César Arango, más que un profesor un amigo, por su acompañamiento en todo el tiempo de formación.

A la Universidad del Cauca porque sentó las bases del aprendizaje.

A la Universidad Nacional de Colombia-Sede Manizales.

Al grupo de investigación E3P y los integrantes por el tiempo de vida que compartieron conmigo.

Al equipo de Gurobi Opimization por el apoyo considerado que dieron al desarrollo de esta investigación.

RESUMEN

Esta tesis de investigación doctoral aborda el desafío de integrar la demanda activa en sistemas de distribución eléctrica mediante un enfoque de digitalización progresiva basado en escenarios. La investigación está estructurada en cinco momentos clave: revisión del estado del arte, identificación de brechas en la normatividad, establecimiento de la metodología, definición de escenarios progresivos y modelado de cada escenario. En la primera etapa, se realizó una revisión del estado del arte, identificando las principales tendencias y limitaciones en la gestión de la demanda activa y la integración de DER´s. Simultáneamente, se analizó la normatividad vigente, revelando importantes brechas que justifican la necesidad de un enfoque formal para la integración de tecnologías digitales. A partir de estas brechas, se establece una metodología por fases que guía la transición hacia sistemas inteligentes de distribución. Los escenarios definidos representan diferentes niveles de digitalización, desde la supervisión básica hasta el control avanzado basado en datos. Cada uno fue modelado matemáticamente para minimizar costos operativos y penalizaciones, maximizando la integración de fuentes renovables y optimizando el uso de infraestructuras tecnológicas habilitadoras disponibles. Los modelos diseñados incorporan técnicas y tecnologías emergentes para gestionar la demanda de manera dinámica. Finalmente, se validaron los modelos en un caso de estudio aplicado a la ciudad de Pasto, analizando el impacto de la digitalización en la sostenibilidad y la democratización energética.

Palabras clave: Monitoreo activo de la demanda, Descentralización, Técnicas metaheurísticas, Integración de energías renovables, Sistemas transactivos.

Proposal of digitalization scenarios for integrating active demand in distribution systems using metaheuristic techniques.

ABSTRACT

This doctoral research thesis addresses the challenge of integrating active demand into electrical distribution systems through a scenario-based progressive digitalization approach. The research is structured in five key moments: a review of the state of the art, identification of gaps in the regulations, the establishment of the methodology, the definition of progressive scenarios, and modeling of each scenario. In the first stage, a review of the state of the art was carried out, identifying the main trends and limitations in managing active demand and integrating Distributed Energy Resources (DER). Simultaneously, the current regulations were analyzed, revealing gaps that justify the need for a formal approach to incorporating digital technologies. Based on these gaps, a phased methodology is established that guides the transition to smart distribution systems. The defined scenarios represent different levels of digitalization, from essential supervision to advanced data-based control. Each was mathematically modeled to minimize operating costs and penalties, maximizing the integration of renewable sources and optimizing the use of available enabling technological infrastructures. The designed models incorporate emerging techniques and technologies to manage demand dynamically. Finally, the models were validated in a case study applied to the city of Pasto, analyzing the impact of digitalization on sustainability and energy democratization.

Keywords: Active demand monitoring, Decentralization, Metaheuristic Techniques, Renewable Energy Integration, Transactive Systems.

CONTENIDO.

RESUMEN **VI**

ABSTRACT **VII**

LISTA DE FIGURAS **XI**

LISTA DE TABLAS **XIII**

LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS **XIV**

INTRODUCCIÓN **1**

CAPÍTULO 1. MARCO GENERAL Y CONTEXTO DEL PROBLEMA. **3**

1.1 Motivación. 4

1.2 Planteamiento del problema. 5

1.3 Brechas de investigación identificadas. 6

1.4 Objetivos. 8

- *Objetivo General.* *8*
- *Objetivos Específicos.* *8*

1.5 Estructura del documento. 9

CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE Y FUNDAMENTOS TÉCNICOS. **12**

2.1 Aspectos primarios para tener en cuenta en integración de demanda activa. 13

2.2 Evolución del concepto de demanda. 18

2.3 Evolución conceptual desde los DER's. 22

2.4 Evolución del sistema de distribución clásico al sistema transactivo. 26

2.5 Revisión del estado del arte: Integración de la demanda activa en los sistemas de distribución. 28

- *Metodología de revisión.* *28*
- *Hallazgos en la revisión de la literatura y consideraciones relacionadas con la brecha de conocimiento.* *31*

2.6 Aplicación de Técnicas Metaheurísticas en la Integración de la Demanda Activa. 33

2.7 Cuestiones clave en la Integración Activa de la Demanda basada en Técnicas Metaheurísticas. 35
2.8 Propuesta de metodología para la integración de Demanda Activa en el sistema de distribución bajo escenarios de digitalización. 37
- *Integración de la demanda activa en escenarios: Un enfoque sistémico. 40*
2.9 Discusión: transición digital y desafíos en el cambio a la demanda activa. 44

CAPÍTULO 3. MARCO DE PLANEACIÓN Y ESCENARIOS DE DIGITALIZACIÓN. 47

3.1 Estrategias de planeación para integración de demanda activa. 48
- *Visión General de la Planeación en Sistemas de Distribución con integración de demanda activa. 48*
- *Consideraciones para planeación del sistema de distribución con integración de Demanda Activa. 51*

3.2 Parámetros de planeación propuestos para la integración de la demanda activa en el sistema de distribución. 56
- *Continuidad en el suministro. 56*
- *Eficiencia Operativa en Redes con Demanda Activa y Prosumidores. 59*

Índice de prosumer. 59
Índice de demanda activa IDA 61
Costo Total de Implementación (CTI) 62
Índice de Adaptabilidad Tecnológica (IAT). 62

3.3 Escenarios de digitalización propuestos. 64
3.4 Variables Estratégicas del Modelo 67
3.5 Estrategias de implementación y adaptación 70
3.6 Formalización de los escenarios propuestos. 74

CAPÍTULO 4. DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DE REFERENCIA. 78

4.1 Modelo para integración de demanda activa bajo escenarios de digitalización en sistemas de distribución usando técnicas metaheurísticas. 79
- *Fase de caracterización del Sistema de distribución. 83*
- *Ecuaciones que definen los escenarios de digitalización para integración de demanda activa en sistema de distribución utilizando técnicas metaheurísticas. 86*

4.2 Resultados de los Escenarios propuestos. 96
- *Resultados de cada escenario. 107*

4.3 Limitaciones encontradas en el desarrollo y desempeño de los modelos. 122
4.4 Hojas de ruta propuestas a la luz de los resultados obtenidos. 126
- *Hoja de Ruta 1: Infraestructura Tecnológica y Digitalización. 127*

- *Hoja de Ruta 2: Integración de Recursos Distribuidos y Modelos de Optimización.* *128*
- *Hoja de Ruta 3: Marco Regulatorio y Participación del Usuario.* *129*

5. CONCLUSIONES, APORTES Y FUTUROS DESARROLLOS. **131**

5.1 Conclusiones. 131

5.2 Aportes. 134

5.3 Trabajos futuros. 137

5.4 Difusión académica. 139

BIBLIOGRAFÍA. **169**

LISTA DE FIGURAS

PÁG.

Figura 1.1. Diagrama general de la estructura general de la tesis. 11
Figura 2.1. Evolución del concepto de demanda y estrategias para avanzar a un sistema transaccional. **Fuente:** Elaboración propia. 21
Figura 2.2. Definición de los elementos de los DER´s de acuerdo con estándares y normas. **Fuente:** Elaboración propia. 23
Figura 2.3. Diferencias y similitudes entre el marco regulatorio IEEE e IEC. **Fuente:** adaptado de [29] 25
Figura 2.4. Estrategia de revisión de la literatura. **Fuente:** Elaboración propia a partir de [93]. 28
Figura 2.5. Conexiones conceptuales resultado de revisión de la literatura. **Fuente:** Elaboración propia. 30
Figura 2.6. Número de artículos en diferentes temas de búsqueda en los años 2018-2023. **Fuente:** Elaboración propia. 31
Figura 2.7. Técnicas de ML e IA utilizadas en la gestión de programas de respuesta a la demanda y monitorización activa de la demanda, con las referencias correspondientes para cada técnica incorporada. **Fuente:** Elaboración propia a partir de [40]..... 34
Figura 2.8. Diagrama metodológico propuesto. Fuente: Elaboración propia. 38
Figura 2.9 . Diagrama causal del impacto y las consideraciones de integración de la digitalización en la evolución hacia un usuario activo y la transformación del sistema de distribución. Fuente: Elaboración propia. 42
Figura 3.1. Esquema de Integración del Prosumidor y Digitalización en el sistema de distribución. Fuente propia. 52
Figura 4.1 .Diagrama estructural del sistema de distribución de estudio. Fuente: Propia. 101

Figura 4.2. Costos asociados a la operación del sistema de distribución de prueba. Fuente: Propia.....105
Figura 4.3. Relación entre energía generada-consumida y neta. Fuente: propia. 106
Figura 4.4. Perfil de generación y demanda dentro del sistema de distribución. Fuente: propia. Fuente: [182] 108
Figura 4.5 .Resultados Escenario 0 -Costos y comportamiento de la generación y la red. Fuente Propia.....110
Figura 4.6 . Costos por periodo en el Escenario 0. Fuente Propia 111
Figura 4.7 . Comparación entre demanda total y generación. Fuente Propia.....112
Figura 4.8. Costos asociados al Escenario 1. Fuente Propia. 114
Figura 4.9. Impacto de las penalizaciones controladas. Fuente Propia.....115
Figura 4.10 .Comparación entre demanda inicial y demanda ajustada. Fuente: Propia. 116
Figura 4.11. Comparación demanda ajustada y demanda inicial. Fuente propia. 118
Figura 4.12. Sobre carga o déficit energético a lo largo del tiempo. Fuente Propia.....119
Figura 4.13. Contribuciones en porcentaje de cada fuente de generación. Fuente: Propia. 120
Figura 4.14. Costos en cada periodo en el Escenario 2. Fuente Propia.....121

LISTA DE TABLAS

PÁG.

Tabla 1. Componentes estratégicos a tener en cuenta para planeación de integración de demanda activa, consideraciones y análisis. Fuente: Propia. 55
Tabla 2. Definición e identificación de elementos clave de cada uno de los escenarios propuestos. Fuente: Autor. 66
Tabla 3. Variables y supuestos en cada Escenario. 76
Tabla 4. Comparación de modelos para integración de demanda activa en el sistema de distribución. Fuente Propia. 80
Tabla 5. Comparación de escenarios según los criterios definidos. Fuente: propia. 95
Tabla 6. Caracterización del sistema de distribución. Fuente: [175], [176], [177]. 98
Tabla 7. Caracterización de Generación y capacidad del sistema de distribución. 103
Tabla 8 .Limitaciones encontradas en el desarrollo de los modelos. Fuente: Propia. 123
Tabla 9. Hojas de ruta propuestas para integración de demanda activa. Fuente Propia. 127
Tabla 10. Eventos y productos derivados de la presente investigación. Fuente: Propia. 139
Tabla 11. Contribuciones clave a la evolución de la gestión de la demanda y la digitalización de los sistemas energéticos. 141

LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

Símbolos con letras latinas

Símbolo	Termino	Definición
d	Duración de las interrupciones para el usuario	Ec.1
u	Número de usuarios afectados por la interrupción	Ec.1
E	energía	Ec.3
N	Número de usuarios total del sistema	Ec.1
D	Demanda	Ec.4
T	Cantidad de tecnología desplegada	Ec.6
M	Numero de total de tecnologías habilitadoras	Ec.6
P	Potencia	Ec.10
B	batería	Ec.13
C	Costo	Ec.15
G	Generación total	Ec.17
U	Función impacto de incentivos	Ec.20
I	Función de influencia de señales externas	Ec.20
t	Tiempo	No aplica

Símbolos con letras griegas

Símbolo	Termino	Definición
α	Sensibilidad del sistema a la desviación	Ec.16
β	Coeficiente de dinámica del sistema	Ec.16
λ	Coeficientes asociados a costos	Ec.19
γ	Coeficiente de incentivo	Ec.20
δ	Peso de señales externas	Ec.20
θ	Coeficiente de ajuste a la demanda	Ec.22

Abreviaturas

Símbolo	Termino
3D	Digitalización-Descarbonización-Descentralización
AMI	Advance Metering Ifraestructure
API	Application Programming Interface
CEDENAR	Centrales Eléctricas De Nariño
DERS	Recursos energéticos Distribuidos
DL	Deep Learning
DR	Demand Response
DSM	Demand Side Manegment
EV	Electric Vehicle
FNCER	Fuentes No Convencionales De Energía Renovable
GD	Generacion Distribuida
IA	Inteligencia Artificial
IAT	Índice De Adaptabilidad Tecnológica
IDA	Índice De Demanda Activa
IEA	International Energy Agency
IEC	International Electrotechical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IoT	Internet Of Things
IP	Índice De Prosumers
IRENA	International Renewable Energy Agency
kW	kiloWatts
MH	Metaheurísticas
MILT	Mixed Integer Linear Programming
ML	Machine Learning
NREL	National Renewable Energy Laboratory
P2P	Peer to Peer
PV	Photovoltaic
SAIDI	System Average Interruption Duration
SAIFI	System Average Interruption Frecuency
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
TIC	Tecnologías De La información y Comunicación

INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico global se encuentra en una etapa de transformación profunda impulsada por la necesidad de enfrentar retos climáticos y garantizar la sostenibilidad energética a largo plazo [1]. La transición hacia sistemas energéticos más resilientes, descentralizados y bajos en emisiones de carbono se ha convertido en un objetivo prioritario para gobiernos, industrias y comunidades [2], [3]. Este proceso está impulsado por factores como el crecimiento acelerado de la demanda de electricidad, la integración de Fuentes no Convencionales de Energía Renovable (FNCER) y la incorporación de tecnologías digitales avanzadas. Estos avances no solo buscan mitigar los efectos del cambio climático, sino también optimizar la gestión de los recursos energéticos y empoderar a los usuarios finales en la toma de decisiones energéticas [4], [5].

La incorporación de Recursos Energéticos Distribuidos (DER´s) plantea nuevos desafíos técnicos y normativos. Estos desafíos incluyen la gestión de la variabilidad en la generación, la implementación de infraestructuras tecnológicas habilitadoras y la necesidad de garantizar la estabilidad del sistema eléctrico en entornos altamente dinámicos. La digitalización y la democratización de los sistemas de distribución eléctrica han surgido como soluciones innovadoras para abordar estas problemáticas. Tecnologías como los medidores inteligentes, las plataformas transaccionales y los sistemas de comunicación en tiempo real permiten un seguimiento más preciso de la demanda y la integración efectiva de fuentes de generación distribuida [6].

Sin embargo, este escenario de transformación también pone de manifiesto importantes brechas en la normatividad y en el conocimiento técnico, particularmente en lo que respecta a la integración de la demanda activa y los sistemas digitales. Aunque en la literatura se destacan las ventajas de las soluciones basadas en técnicas metaheurísticas y en el análisis avanzado de datos [7], [8], [9], existe una necesidad de desarrollar

metodologías que permitan evaluar y gestionar de manera integral las dinámicas del sistema de distribución. Estas metodologías deben considerar tanto los aspectos tecnológicos como los regulatorios, abordando las características específicas de los sistemas eléctricos locales.

En este trabajo se establecen escenarios de digitalización progresiva que integran la demanda activa en sistemas de distribución. Cada escenario, es formalizado mediante un problema de optimización que hace uso de formalismos matemáticos y modelos heurísticos de uso de datos.

Los modelos descritos y desarrollados buscan optimizar el equilibrio entre costos, penalizaciones y beneficios mediante la aplicación de técnicas de optimización metaheurística. Adicional, se implementan y evalúan los modelos propuestos en un caso de estudio localizado en la ciudad de Pasto, que actúa como un entorno de prueba representativo para validar la viabilidad y la eficacia de las soluciones planteadas.

Esta investigación no solo contribuye a la literatura existente al ofrecer un marco integral para la integración de la demanda activa, sino que también sienta las bases para el desarrollo de políticas públicas y estrategias operativas que permitan la transición hacia sistemas eléctricos más sostenibles, resilientes y centrados en el usuario. La propuesta final apunta a construir un sistema eléctrico que combine los avances tecnológicos con el empoderamiento de los usuarios, alineándose con los objetivos globales de sostenibilidad y descarbonización.

Capítulo 1. Marco general y Contexto del Problema.

La evolución del sistema de distribución clásico a un sistema *Smart*, cuyas características principales son: integración de demanda activa, *democratización* de la energía, cambio de la figura de usuario clásico a figura como *prosumer,* presenta varios retos. Uno de los primeros es la rápida integración de DER's, seguido por infraestructura habilitadora TIC, herramientas de gestión de datos en la etapa de usuario final y la integración de la demanda activa bajo escenarios de digitalización, los cuales requieren una reflexión y análisis para determinar acciones para una evolución resiliente, responsable y proyectada. En este capítulo se muestran, la motivación, los objetivos, general y específicos, la justificación y finalmente la estructura del documento.

1.1 Motivación.

Los desafíos del sistema de distribución llevan a abordar retos de cambio mediante una transformación estructural y tecnológica. El sistema de distribución debe pasar de ser clásico, verticalizado en una sola vía y centralizado a ser *Smart*, digital y descentralizado que llevará a un sistema equitativo, democrático y resiliente con el usuario final. La sinergia entre fuentes no convencionales de energía renovable, ciencia de datos e infraestructuras tecnológicas habilitadoras que gestionen las decisiones en planeación y ejecución de hojas de ruta energética, presentan retos importantes dentro de la integración de demanda activa lo que deriva en una transformación del sistema de distribución.

La transición energética hacia un sistema energético de bajas emisiones, resiliente y respetuoso con el medio ambiente está impulsada por la descarbonización, descentralización y digitalización (las tres D). Para lograr las 3D y hacer frente a estos retos, se desarrollan nuevas tecnologías para integrar fuentes que hagan uso de recursos naturales variables, estrategias de seguimiento a la demanda, descentralización energética y cuantificación de la participación del usuario final dentro del sistema. La sinergia entre fuentes no convencionales de energía renovable, ciencia de datos e infraestructuras tecnológicas habilitadoras que gestionen las decisiones en planeación y ejecución de hojas de ruta energética, presentan retos importantes dentro de la integración de demanda activa lo que deriva en una transformación del sistema de distribución. La transición energética hacia un sistema de bajas emisiones, resiliente y respetuoso con el medio ambiente está impulsada por la descarbonización, descentralización y digitalización. Para lograr las 3D y hacer frente a estos retos, se desarrollan nuevas tecnologías para integrar fuentes que hagan uso de recursos naturales variables, estrategias de seguimiento a la demanda, descentralización energética y cuantificación de la participación del usuario final dentro del sistema.

1.2 Planteamiento del problema.

Actualmente, dentro del sistema eléctrico, el sistema de distribución sigue una estructura clásica por etapas [10], [11]. Si se busca que el sistema de distribución evolucione a una figura *activa*, se consideran varios retos [12], [13]. El primero es la baja integración y uso de fuentes energéticas renovables, que usen recursos primarios variables o no para la generación energética. El segundo, infraestructura centralizada donde el usuario final está en la última etapa y el sistema es considerado solo un puente entre la demanda final y el sistema eléctrico. El tercer reto, es el no contar con un sistema de seguimiento y proyección al consumo o dispositivos que puedan proyectar en tiempo real con horizontes de predicción a mediano y largo plazo, a lo anterior se adiciona la comunicación entre el sistema y el usuario o entre usuarios, además de gestionar sus propios consumos [14], [15].

Si no se tiene en cuenta que la demanda puede reducirse o desplazarse en el tiempo, se desperdicia la oportunidad de tener una demanda dinámica. Al no aprovechar la demanda dinámica no se realiza la debida gestión de los consumos lo que impacta negativamente en los programas de eficiencia energética. Al no tener un seguimiento a la demanda es difícil determinar los patrones de consumo y la figura del autogenerador se distorsiona. Ejemplos de seguimiento a la demanda se muestran en [16], [17], [18] donde se permite diferenciar consumos, hacer seguimiento a los usuarios, plantear estrategias de gestión y planeación activa.

En el contexto de la integración de la demanda activa en sistemas de distribución, las técnicas metaheurísticas se justifican por su capacidad para abordar problemas de optimización complejos, no lineales y de gran escala, en los que intervienen múltiples objetivos y restricciones técnicas. La planificación operativa y la gestión de recursos energéticos distribuidos en un entorno con demanda activa implican escenarios con alta incertidumbre, naturaleza combinatoria y variables interdependientes, características que dificultan la aplicación eficiente de métodos de optimización exactos. Las metaheurísticas permiten explorar de manera amplia el espacio de soluciones, encontrando

configuraciones cercanas al óptimo global en tiempos computacionales razonables, incluso bajo condiciones de variabilidad en generación y consumo.

En este trabajo, la elección de un enfoque multiobjetivo integrado con un modelo de control no lineal responde a la necesidad de equilibrar simultáneamente metas como la reducción de costos operativos, la maximización de la integración de energías renovables y el incremento de la flexibilidad de la demanda. La naturaleza multiobjetivo del problema, sumada a la dinámica temporal de la demanda modelada, exige herramientas capaces de manejar soluciones con señales externas y ajustar las decisiones de control en tiempo real. Así, las técnicas metaheurísticas seleccionadas se convierten en un elemento central para garantizar que la propuesta pueda adaptarse a escenarios diversos y responder de forma eficiente a las condiciones cambiantes del sistema.

Elementos digitales integrados al sistema de distribución llevan a pensar en una transición del sistema y demanda clásica, donde se usen recursos tecnológicos e infraestructuras habilitadoras, digitalización, metodologías basadas en datos y técnicas metaheurísticas que respondan las siguientes preguntas de investigación: ¿Cuáles son los elementos de definición de demanda activa para determinar y aplicar el concepto dentro de sistemas de distribución? ¿Cuáles son las técnicas metaheurísticas y sus retos para integrar demanda activa? ¿Cuáles son los criterios de evaluación y validación de los escenarios bajo técnicas metaheurísticas en integración de demanda activa?

1.3 Brechas de investigación identificadas.

El análisis del contexto actual de los sistemas de distribución ha permitido identificar una serie de brechas de investigación que justifican el desarrollo de este trabajo. Dichas brechas surgen de la interacción entre las limitaciones técnicas de las redes actuales, los retos que impone la transición energética, la necesidad de mayor digitalización y el aprovechamiento de la demanda como recurso activo. La atención a estas brechas es determinante para avanzar hacia modelos de distribución más eficientes, resilientes y adaptables.

Integración limitada de enfoques de optimización y control dinámico. La mayoría de los modelos identificados en la literatura abordan la planificación y operación de la demanda activa mediante formulaciones estáticas o simplificaciones lineales. Este enfoque dificulta representar con precisión la variabilidad temporal y no lineal de la demanda y de la generación renovable. Se observa una carencia de propuestas que integren un esquema de optimización multiobjetivo con control no lineal, permitiendo gestionar simultáneamente múltiples criterios y responder de manera adaptativa a cambios en las condiciones del sistema, tanto en el corto como en el mediano plazo.

Escasa representación de escenarios de digitalización gradual. Gran parte de los estudios comparan entornos convencionales y completamente digitalizados, sin considerar transiciones intermedias. Esto limita la comprensión del impacto incremental de la incorporación secuencial de tecnologías habilitadoras como Internet of Things (IoT), sistemas de comunicación bidireccional, medición avanzada o blockchain. La ausencia de modelos que evalúen escenarios progresivos de digitalización impide analizar la viabilidad técnica y económica de cada etapa de implementación, especialmente en sistemas con restricciones presupuestales y regulatorias.

Uso limitado de técnicas metaheurísticas en entornos con alta incertidumbre y restricciones múltiples. Las técnicas metaheurísticas han demostrado su capacidad para abordar problemas complejos, no lineales y con múltiples objetivos. Sin embargo, su aplicación en el ámbito de la demanda activa dentro de sistemas de distribución con incertidumbre en la generación renovable, variabilidad en el consumo, y restricciones técnicas, económicas y operativas, es aún incipiente. La exploración de estas técnicas en escenarios realistas y con datos de casos locales permitiría obtener soluciones más robustas y aplicables en entornos reales.

Carencia de validación en casos de estudio reales, particularmente en contextos latinoamericanos. La validación de modelos en contextos específicos es esencial para garantizar su aplicabilidad. No obstante, gran parte de la literatura se enfoca en sistemas eléctricos de países con alta penetración de infraestructura digital y marcos regulatorios consolidados. En América Latina, y particularmente en Colombia, los sistemas de

distribución presentan desafíos adicionales, como infraestructura heterogénea, limitaciones presupuestales, marcos regulatorios en evolución y patrones de consumo diferenciados. La ausencia de estudios validados en este contexto dificulta la transferencia directa de soluciones desarrolladas en otros entornos.

Las brechas identificadas no solo evidencian vacíos en la literatura, sino que también delinean un camino claro para el diseño de propuestas que contribuyan al avance del conocimiento y a la implementación práctica de soluciones en el sector energético. En este trabajo, cada una de estas brechas se aborda de manera articulada: desde la formulación de un modelo de optimización multiobjetivo, pasando por la construcción y evaluación de escenarios progresivos de digitalización, hasta la validación de la propuesta en un caso de estudio real en la ciudad de Pasto. Estas consideraciones motivan la formulación de los objetivos del presente estudio y sirven como base para el desarrollo del estado del arte que se presenta en el Capítulo 2, donde se profundiza en las tecnologías, metodologías y experiencias previas relevantes para la integración de demanda activa en sistemas de distribución.

1.4 Objetivos.

Los objetivos que se proponen en el desarrollo de la investigación doctoral son los siguientes:

- **Objetivo General.**

Proponer escenarios de digitalización para integración de demanda activa en sistemas de distribución utilizando técnicas metaheurísticas.

- **Objetivos Específicos.**

1. Determinar los criterios y definiciones conceptuales requeridas para la integración de la demanda activa en el sistema de distribución.

2. Diseñar un modelo de referencia a partir de los conceptos definidos para integración de la demanda activa en redes de distribución usando técnicas metaheurísticas.

3. Evaluar la respuesta de los escenarios para la integración de la demanda activa con el fin de elaborar hojas de ruta hacia la eficiencia de las redes de distribución.

1.5 Estructura del documento.

En la Figura 1.1 se muestra la estructura general de la tesis de investigación. Se muestran los capítulos y los elementos que se consideraron en la elaboración de cada uno, así como también las relaciones entre ellos para la realización del modelo de escenario base de escenario de integración de demanda activa en el sistema de distribución.

El **capítulo 1,** presenta la introducción general del trabajo, motivación, el planteamiento del problema, los objetivos propuestos, y la composición del documento.

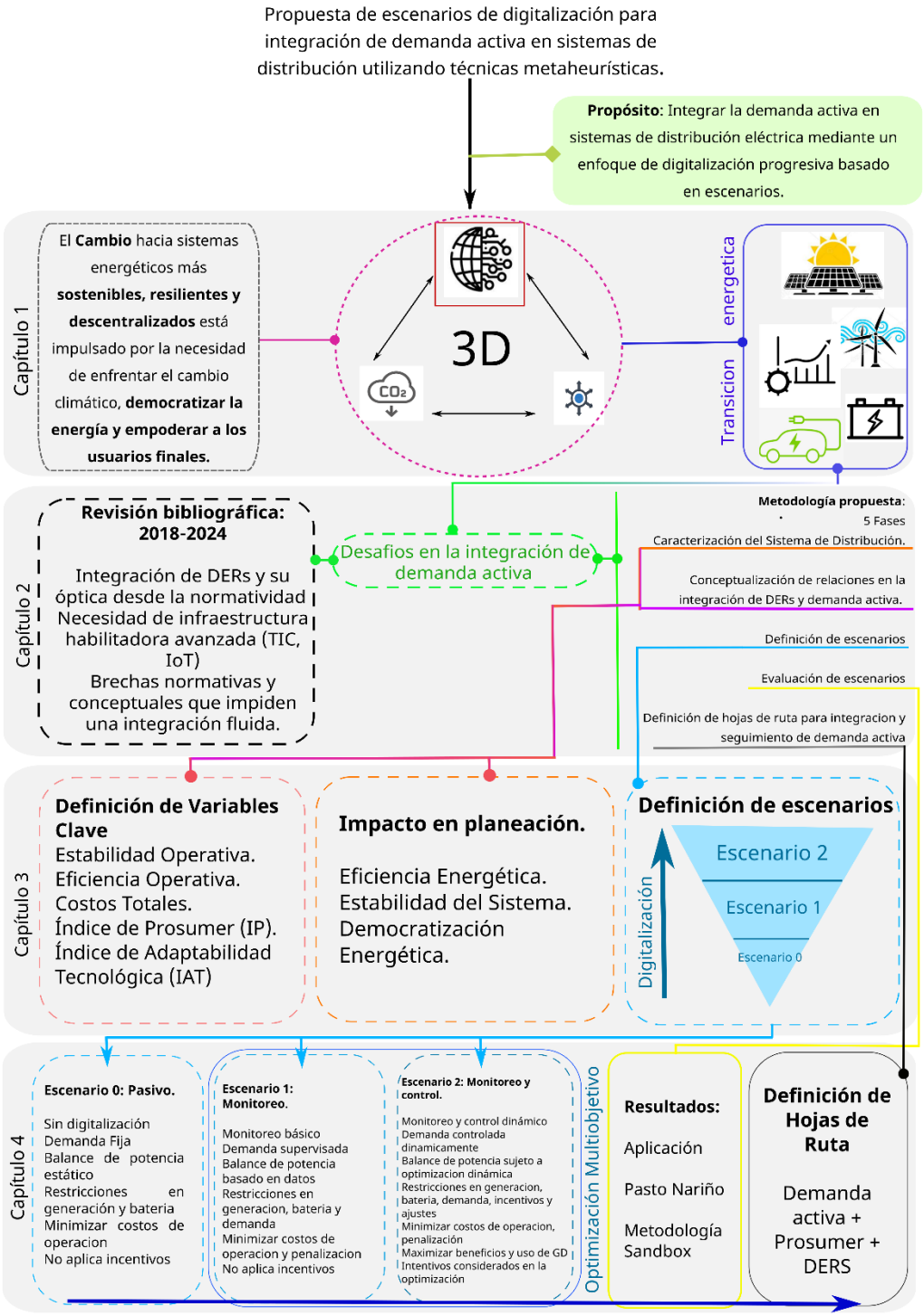
En el **capítulo 2**, se presenta el estado del arte sobre la evolución del concepto de demanda y la transición de sistemas clásicos a sistemas transaccionales. Se identifica la brecha de conocimiento en esta evolución y se propone una metodología de investigación por fases. Se abordan conceptos clave como la infraestructura de medición avanzada (AMI), ciencia de datos, infraestructura habilitadora y técnicas metaheurísticas, todo desde una perspectiva sistémica enfocada en la integración de demanda activa.

El **capítulo 3,** En este capítulo se abordan los aspectos clave de la planeación en la integración de la demanda activa dentro de los sistemas de distribución eléctrica. La creciente penetración de recursos distribuidos, como las energías renovables y los prosumidores, junto con la necesidad de una mayor eficiencia en el uso de la energía, impone nuevos retos a los sistemas de distribución tradicionales.

En el **capítulo 4**, presenta el desarrollo del modelo escenario base de integración de demanda activa. Se diseñan los escenarios para simulación, evaluación y validación. Los escenarios se presentan como ejemplos que muestran el funcionamiento del modelo en diferentes contextos de la integración con el sistema de distribución.

En el **capítulo 5,** se presentan las principales conclusiones de esta investigación, la difusión académica y se sugieren los trabajos futuros.

Figura 1.1. Diagrama general de la estructura general de la tesis.



Capítulo 2[1]. Estado del arte y fundamentos técnicos.

Este capítulo muestra una revisión del estado del arte y se propone la metodología de trabajo. Con el fin de determinar las definiciones, técnicas y metodologías que pueden llegar a ser insumo en la integración de demanda activa además de relaciones conceptuales entre elementos necesarios para definir los escenarios de integración de la demanda activa, además de mostrar la normatividad actual y su diferencia conceptual al abordar el tópico de demanda activa.

---

[1] Este capítulo ha sido publicado como artículo con título: **Integrating active demand into the distribution system using metaheuristic techniques** en la revista The Journal of Engineering, con la siguiente citación:

Obando-Paredes, E.D., López-García, D., Carvajal-Quintero, S.X.: Integrating active demand into the distribution system using metaheuristic techniques. J. Eng. 2024, e70005 (2024).
https://doi.org/10.1049/tje2.70005

2.1 Aspectos primarios para tener en cuenta en integración de demanda activa.

La integración de fuentes de energía renovables no convencionales en los sistemas de distribución, la ciencia de datos y las infraestructuras tecnológicas facilitadoras plantea desafíos importantes [19], especialmente a la hora de gestionar la demanda activa. Esta necesidad está impulsada por la rápida evolución del sistema energético y la creciente demanda de electricidad, que pone de relieve la necesidad de métodos fiables de seguimiento y predicción para gestionar los DER´s y la infraestructura digital. Estos métodos son usados comúnmente para avanzar hacia la neutralidad de carbono, democratizar la sostenibilidad medioambiental, mejorar la eficiencia energética e implementar políticas de cero emisiones de carbono para frenar las emisiones de gases de efecto invernadero [20].

Para supervisar eficazmente la demanda activa es necesario comprender en profundidad el concepto de sistema transaccional, que abarca la infraestructura digital, la generación de energía neutra en carbono y la demanda descentralizada [21]. A pesar de la creciente importancia de las técnicas metaheurísticas en la integración de la respuesta a la demanda, gran parte de la investigación existente se centra en técnicas específicas en lugar de ofrecer una visión integral de la integración de transacciones dinámicas para la demanda activa.

Los avances tecnológicos, como los medidores inteligentes y los sistemas de comunicación, están impulsando el cambio de la medición básica del consumo a la participación del cliente [22]. Este Capítulo analiza la evolución de conceptos clave en el sistema de distribución eléctrica, incluyendo la demanda activa, los DER´s y los sistemas transactivos. A través de un análisis exhaustivo, traza el desarrollo de estos conceptos dentro de los sistemas de energía modernos. Se examina sistemáticamente las técnicas metaheurísticas predominantes en la literatura, centrándose en su papel en la integración y predicción de los comportamientos de la demanda activa y los DER´s.

Además, se presenta una metodología que puede servir como hoja de ruta para la integración eficiente de los DER´s y la transición a la demanda activa y los sistemas de electricidad transactiva [23], [24]. Esta investigación aborda las lagunas en la literatura

actual al ofrecer una comprensión integral de la integración dinámica de la demanda activa y los DER en los sistemas de energía contemporáneos.

La integración de fuentes de energía renovables no convencionales, como la solar [19], [25] y la eólica [26], [27], la ciencia de datos y las infraestructuras tecnológicas facilitadoras para la planificación y ejecución de hojas de ruta energética plantean desafíos sustanciales para lograr la transformación del sistema de distribución, en particular con la integración de la demanda activa. Esta transformación es imperativa debido a los rápidos cambios en el sistema eléctrico [20], [21]. Las razones para la transformación de los sistemas tradicionales de distribución eléctrica son variadas y se pueden resumir de la siguiente manera:

Avances tecnológicos:

- Conectividad mejorada: Con el auge de Internet y la comunicación de red inalámbrica, los dispositivos pueden comunicarse en tiempo real [22].
- Dispositivos inteligentes: La llegada del IoT y los dispositivos inteligentes permite una mayor interactividad e intercambio de datos [22], [23].
- Análisis de datos: El análisis respaldado por el aprendizaje automático permite a los sistemas aumentar la resiliencia al responder de manera eficiente, rápida e inteligente de acuerdo con los datos ingresados por el usuario [24].

Expectativas de los usuarios:

- Demanda activa: Los usuarios esperan que la gestión de la demanda se adapte a sus preferencias y comportamientos [28], [29].
- Interacción en tiempo real: Los datos en tiempo real impulsan la necesidad de sistemas más receptivos y usuarios que gestionen su consumo de forma autónoma.

Factores socioeconómicos [21]**:**

- Impacto en los costos: La automatización y la gestión activa de la demanda predicen una reducción de los costos operativos.
- Competitividad en el mercado: Las empresas que adoptan hojas de ruta para evolucionar los sistemas tradicionales a sistemas transaccionales pueden obtener una ventaja competitiva al ofrecer aplicaciones centradas en el usuario.

Una vez definidas las razones que impulsan una transformación, las ventajas se definen como:

Experiencia mejorada:

- Ajustes en tiempo real: Los sistemas pueden adaptarse en tiempo real y registrar el consumo en condiciones cambiantes, optimizando el rendimiento, el uso de recursos y la integración de componentes dentro del sistema de distribución.

Mejor toma de decisiones:

- Los sistemas transaccionales recopilan datos bajo demanda y trabajan en ellos para encontrar patrones, sugerir recomendaciones y optimizar el mantenimiento.

Escalabilidad y flexibilidad:

- Diseño modular: Los sistemas transaccionales tienen la cualidad de estar diseñados modularmente, lo que permite una gestión de activos fácil y en tiempo real.
- Resiliencia: Los sistemas transaccionales se adaptan fácilmente a los nuevos requisitos y tecnologías, lo que garantiza la relevancia y las actualizaciones a largo plazo.

La creciente demanda de electricidad pone de manifiesto la necesidad de contar con métodos fiables de seguimiento y predicción para acomodar los recursos energéticos distribuidos, la generación distribuida y la infraestructura digital [30]. Los métodos convencionales exhiben limitaciones en el rendimiento a largo plazo, particularmente frente a las condiciones climáticas variables que afectan la generación distribuida. Para hacer frente a estos desafíos, son esenciales nuevas estrategias para integrar el monitoreo activo de la demanda, combinando el concepto de sistema eléctrico transactivo con la infraestructura de digitalización para evaluar la participación de la demanda de manera efectiva [31], [32].

La transición energética hacia un sistema bajo en emisiones, resiliente y respetuoso con el medio ambiente está impulsada por las 3D [13], [33], [34]. En este contexto, el desarrollo de tecnología para integrar fuentes variables basadas en recursos naturales,

implementar estrategias de monitoreo de la demanda, permitir la descentralización de la electricidad y cuantificar la participación de los usuarios finales ha sido esencial para lograr estos objetivos [35].

El monitoreo activo de la demanda, estrechamente vinculado a la "democratización" de la electricidad [36], [37] abarca perspectivas económicas, sociales-colectivas y ambientales.

Desde el punto de vista económico, la descentralización resultante de la democratización permite herramientas de regulación tarifaria a medida a través de un marco de P2P, eliminando la necesidad de intermediarios [38]. Desde el punto de vista social, los usuarios se empoderan para dar forma a sus políticas energéticas, lo que conduce a cambios en la gobernanza social.

Desde una perspectiva ambiental, la democratización facilita una transición más rápida hacia edificios de energía cero, una mayor eficiencia, una mejor adopción de políticas de carbono cero y una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero [39].

Esta transición a la democratización abarca varios aspectos significativos, tales como:

- Organización espacial del sistema eléctrico
- Gobernanza del sistema eléctrico basado en energías renovables.
- La economía política de las energías renovables
- La ecología política de las energías renovables
- Seguridad energética ampliamente entendida
- Un nuevo tipo de ciudadano de *la energía* que tendrá la toma de decisiones sobre el sistema y las decisiones sobre los puntos anteriores.

Varios autores [40], [41], [42], [43] subrayan la necesidad de definir el concepto de "sistema transaccional" para un seguimiento eficaz de la demanda activa. Este término surge en respuesta a la evolución de los patrones de consumo de electricidad, que tienen en cuenta las fluctuaciones de los precios de la electricidad y las consideraciones técnicas o económicas [44], [45]. En este contexto, un sistema transaccional es un marco en el que las transacciones de electricidad se gestionan de forma dinámica, aprovechando tecnologías avanzadas.

La base del sistema transaccional radica en la integración de la infraestructura digital habilitadora, la generación de energía neutra en carbono y la demanda descentralizada [46]. Por ejemplo, Blockchain proporciona una plataforma segura y transparente para gestionar las transacciones de energía, mientras que los prosumidores (consumidores que también producen energía) desempeñan un importante papel en este ecosistema descentralizado [47]. Una red eléctrica eficiente facilita la comunicación y la distribución entre todos los participantes del sistema. La descarbonización, el proceso de reducción de las emisiones de carbono en la generación de energía, es un objetivo crítico en este marco [48], [49].

Los DER´s, que abarcan la generación distribuida, el almacenamiento de energía y los recursos de respuesta a la demanda, son componentes vitales del sistema de distribución transaccional. Este sistema permite la interacción y el comercio en tiempo real de DER, optimizando el uso de energía y mejorando la eficiencia de la red [50].

En este sentido, las técnicas MH, ampliamente utilizadas en los sistemas de energía eléctrica para la planificación de recursos primarios, la predicción y la determinación de patrones de consumo [51], [52], [53], [54], son cada vez más importantes para la respuesta a la demanda y la integración activa de la demanda. La demanda activa implica que los usuarios ajusten dinámicamente su consumo en función de las señales de precios o las necesidades del sistema. El análisis avanzado de datos facilita las decisiones basadas en datos, optimizando los procesos y mejorando la previsión y la gestión del sistema [55].

Este capítulo tiene como objetivo proporcionar una revisión integral y conceptualizar las variables necesarias para integrar la demanda activa en los sistemas de distribución eléctrica. También propone una metodología por fases para incorporar la demanda activa y los DER´s dentro del sistema de distribución, evaluando sus implicaciones. Por último, el capítulo aborda una brecha de conocimiento existente relacionada con el concepto de prosumidores, el sistema transaccional y su aplicación, monitoreo e integración dentro de los sistemas de distribución tradicionales.

2.2 Evolución del concepto de demanda.

La comprensión inicial de la demanda en ingeniería eléctrica era básica, involucrando solo la medición del consumo sin mayor monitoreo o análisis. Los primeros datos e infraestructuras satisfacían las necesidades básicas de información en una dirección unidireccional. El concepto de demanda tomó una forma más formal, como se explica en [21], con la cuantificación del consumo de los usuarios y el desarrollo de un sistema eléctrico capaz de rastrear la distribución de electricidad. Sin embargo, la infraestructura seguía siendo básica, confiando en un sistema de vía única para capturar datos. El sistema siguió un modelo convencional, incluyendo etapas de generación, transmisión y distribución, dependiente principalmente de fuentes tradicionales como la generación hidráulica o de combustibles fósiles [56].

En los primeros días de los sistemas eléctricos, la atención se centró predominantemente en el lado de la oferta, con las empresas de servicios públicos construyendo infraestructura para satisfacer la creciente demanda de electricidad. Los consumidores tenían un control limitado sobre su uso de la electricidad, lo que hacía que la demanda fuera principalmente pasiva [57].

La creciente preocupación por el medio ambiente, junto con el agotamiento de las reservas de combustibles fósiles y la dependencia del petróleo, impulsaron una mayor conciencia de la necesidad de reducir el consumo total de electricidad y abordar el impacto ambiental de la generación de electricidad [58]. Los avances tecnológicos, como los contadores inteligentes y los sistemas de comunicación, permitieron una mejor medición y control del consumo de electricidad. La disponibilidad de datos en tiempo real permitió a las empresas de servicios públicos y a los consumidores comprender los patrones de uso y explorar oportunidades para DSM. Al mismo tiempo, los marcos regulatorios evolucionaron, fomentando una participación más activa de los consumidores en la gestión de la demanda de electricidad [59], [60], [61], [62].

En este contexto, las empresas de servicios públicos implementaron varias estrategias para motivar a los consumidores a cambiar su uso de electricidad a las horas de menor actividad, incluidos los precios por tiempo de uso y los programas de incentivos [63], [64]. A mediados de la década de 2000, los programas DSM ganaron terreno a medida que las

empresas de servicios públicos y los reguladores reconocieron los beneficios de gestionar activamente la demanda para mejorar la confiabilidad y la eficiencia de la red. Estos programas incluían una serie de estrategias como la respuesta a la demanda, las iniciativas de eficiencia energética y la incorporación de recursos energéticos distribuidos. Los programas de DR se volvieron esenciales para que las empresas de servicios públicos alentaran a los consumidores a reducir el consumo de electricidad durante los períodos pico o las situaciones de tensión de la red [64], [65], [66]. La introducción de la automatización y las tecnologías desempeñó un papel esencial en la expansión de la implementación de la respuesta a la demanda [63], [67], [68].

Los programas de DR utilizaron incentivos como recompensas financieras o tarifas reducidas de electricidad para fomentar la participación de los consumidores en el ajuste de su uso de electricidad durante períodos específicos. Inicialmente dirigidos a grandes consumidores industriales y comerciales, los programas de DR se expandieron para incluir a consumidores residenciales con avances en tecnologías y sistemas de comunicación mejorados [69], [70], [71], [72]. La integración de tecnologías de redes inteligentes mejoró aún más la precisión y la velocidad de respuesta [73], [74].

La interacción dinámica entre la red y el usuario final que permitió la integración de estas tecnologías de redes inteligentes evolucionó el concepto de respuesta a la demanda en demanda activa que responde dinámicamente a las necesidades de los sistemas [75], [76].

La evolución de la respuesta a la demanda tradicional al concepto más avanzado de demanda activa representa un viaje transformador impulsado por la innovación tecnológica, la evolución de las expectativas de los consumidores y un cambio en las prácticas de gestión de la energía. Mientras que los programas de respuesta a la demanda buscan acciones específicas de los consumidores durante eventos definidos, la demanda activa adopta un enfoque más continuo y dinámico, lo que permite a los consumidores gestionar activamente su consumo de electricidad basándose en información en tiempo real [21], [76], [77]. Esta evolución acentúa los avances tecnológicos, un cambio hacia el empoderamiento del consumidor y la creciente complejidad de los sistemas energéticos modernos. Ambos conceptos contribuyen significativamente a la fiabilidad de la red, la eficiencia y la integración de los recursos energéticos renovables.

En la Tabla 11 (Anexo A) se presentan los trabajos más representativos en la evolución del concepto de demanda en función de sus objetivos de investigación y la metodología utilizada. Los trabajos muestran una evolución en sus objetivos, desde las estrategias clásicas de control y predicción de la demanda, como se ve en [78], hasta la definición de la figura del prosumidor y su integración en base a la infraestructura digital habilitadora [79], e incluyendo la definición de los drivers de digitalización necesarios para el seguimiento de la demanda activa [24].

La Figura 2.1 muestra la evolución de los conceptos de gestión de la demanda y la aplicación de tecnologías para su seguimiento y gestión. El advenimiento de las fuentes de energía renovables no convencionales y la generación distribuida ha transformado significativamente el sistema energético. Esta transformación ha desplazado la generación de las centrales eléctricas centralizadas hacia una mayor participación del usuario final.

Los recuadros de la figura indican la cobertura temporal de las técnicas utilizadas para la integración o cuantificación. Por ejemplo, el uso de sistemas centralizados abarca desde la década de 1990 hasta la década de 2000, durante la cual se emplearon datos simples para la cuantificación del consumo.

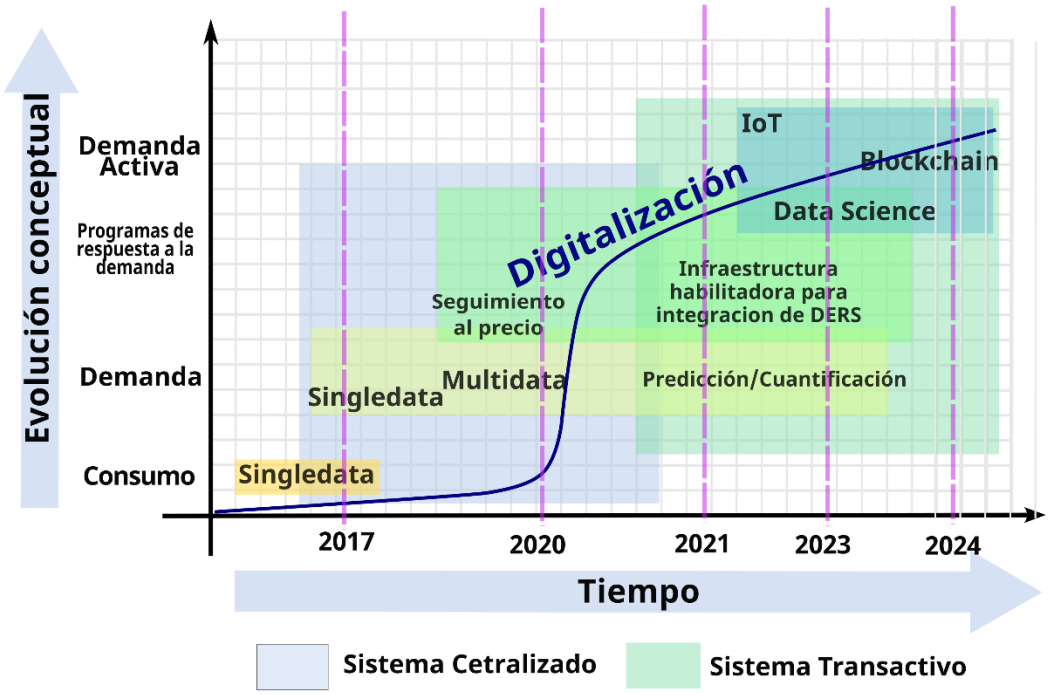
La evolución de la integración de la demanda dentro del sistema de distribución sigue una curva logística. Inicialmente, los cambios son lentos y graduales a medida que se introducen nuevas tecnologías y conceptos. Con el creciente predominio de la digitalización y las tecnologías avanzadas, el ritmo de evolución se acelera, lo que lleva a rápidos avances en la integración de la demanda activa. Eventualmente, el crecimiento se estabiliza a medida que estas tecnologías y conceptos se integran y optimizan completamente dentro del sistema.

A partir de la revisión de la literatura de la Tabla 8, se destacan los hitos en la integración de la demanda activa dentro del sistema de distribución en años específicos:

- ***2017***: Introducción de métodos de control predictivo utilizando datos de demanda.
- ***2020***: Surgimiento y evolución del concepto de demanda flexible con la integración de Recursos Energéticos Distribuidos.
- ***2021***: Intensificación de los esfuerzos de digitalización en contextos internacionales.
- ***2023:*** Desarrollo de modelos de planificación multietapa para sistemas de distribución activa con una importante participación de prosumidores y vehículos eléctricos.

- ***2024***: Implementación de sistemas de gestión energética para prosumidores residenciales, incorporando energías renovables, almacenamiento multienergía y respuesta a la demanda.

Figura 2.1. Evolución del concepto de demanda y estrategias para avanzar a un sistema transaccional. **Fuente:** Elaboración propia.



Esta progresión pone de manifiesto la importancia de la innovación continua y la adopción de tecnologías digitales para mejorar la eficiencia y la capacidad de respuesta de los sistemas energéticos. La integración de la demanda activa y la transición de sistemas centralizados a sistemas transactivos marcan pasos significativos hacia un futuro energético más sostenible y resiliente. A continuación, se muestra la evolución del concepto de demanda desde la perspectiva de los DER.

2.3 Evolución conceptual desde los DER's.

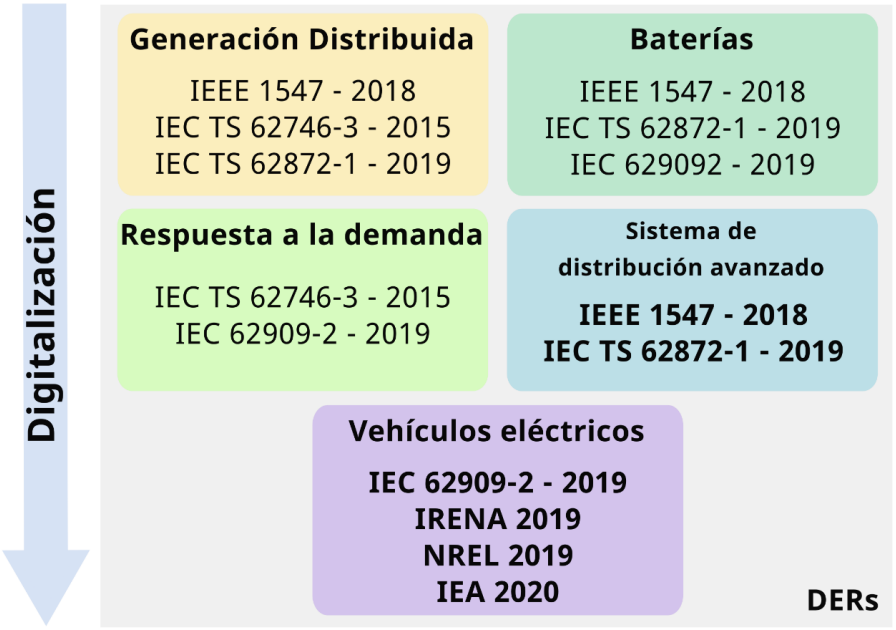
Numerosos autores [36], [80], [81] esbozan inicialmente el concepto de recursos energéticos distribuidos como un paso para distinguir la demanda activa de los programas de respuesta a la demanda. Los DER´s abarcan una amplia gama de tecnologías intrincadamente conectadas a los sistemas de distribución. Tradicionalmente, los DER´s incluyen fuentes de generación distribuida (por ejemplo, sistemas fotovoltaicos), sistemas de almacenamiento (por ejemplo, baterías), convertidores electrónicos de potencia (por ejemplo, inversores), EV y mecanismos de respuesta a la demanda [82], [83].

La literatura existente [33], [84] indica que la evolución de los programas de respuesta a la demanda a la demanda activa implica la integración de conceptos dinámicos dentro del sistema de distribución. Esta integración abarca elementos como los sistemas interactivos, las aplicaciones de usuario final, la infraestructura habilitadora y las técnicas metaheurísticas, en particular la digitalización.

La Figura 2.2 ilustra la representación convencional de los DER´s, destacando cómo la integración de la digitalización introduce conceptos novedosos dentro del sistema de distribución. Destaca que cuando la digitalización se aplica a los DER´s clásicos [37], se redefine su definición y se amplía su aplicabilidad. Inicialmente, la digitalización mejora la eficiencia de la generación y el almacenamiento, lo que facilita una integración perfecta con los sistemas de distribución. Como imperativo tecnológico para la capacidad de respuesta del sistema en tiempo real, la digitalización aprovecha la ciencia de datos, el Internet de las cosas (IoT) y los recursos de Blockchain.

A medida que la digitalización impregna los programas de DR, se transforman en marcos de demanda activos. Esta transición se basa en una infraestructura habilitadora que respalde las decisiones transaccionales en tiempo real, fuertemente influenciada por la participación del usuario final. Del mismo modo, el sistema de distribución avanzado experimenta una transformación paralela a través de la integración de la digitalización, evolucionando hacia un sistema transactivo.

Figura 2.2. Definición de los elementos de los DER´s de acuerdo con estándares y normas.
Fuente: Elaboración propia.



En la Figura anterior, se describen los elementos convencionales de los DER´s y se muestra el impacto de la digitalización en la modernización de estos componentes. A continuación, se profundiza en la influencia de la digitalización en cada DER´s [24], [29]:

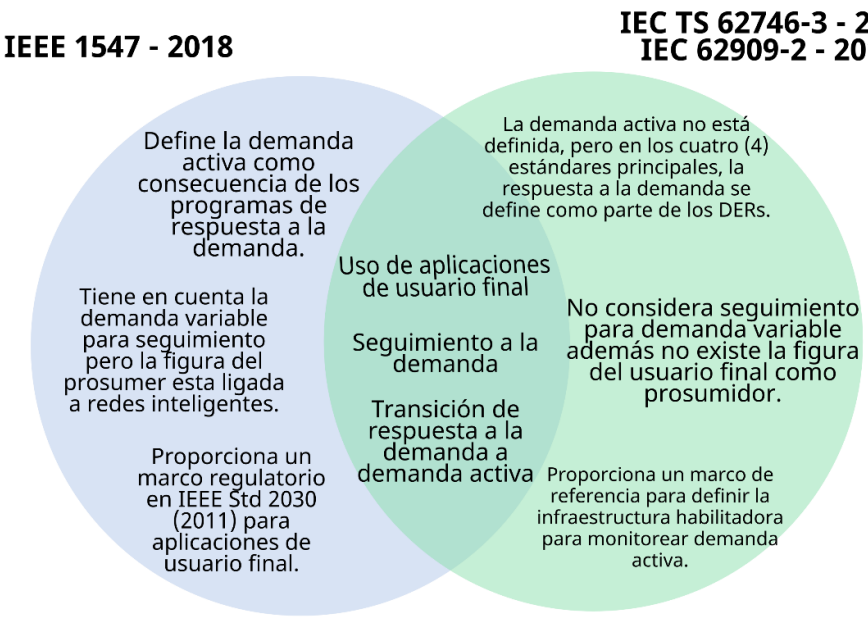
- ***Generación distribuida***: Las normas referenciadas (IEEE 1547 - 2018, IEC TS 62746-3 - 2015, IEC TS 62872-1 - 2019) delinean los requisitos y las métricas de rendimiento para integrar la generación distribuida en la red. La digitalización optimiza los procesos de generación al incorporar el monitoreo y control en tiempo real, mejorando la eficiencia operativa y la confiabilidad.
- ***Baterías***: Normas como IEEE 1547 - 2018, IEC TS 62872-1 - 2019 e IEC 629092 - 2019 guían la integración y gestión de los sistemas de almacenamiento de baterías. La digitalización mejora los sistemas de gestión de baterías, lo que permite un mantenimiento predictivo, una distribución óptima y una integración perfecta en la red.

- ***Respuesta a la demanda***: Normas como IEC TS 62746-3 - 2015 e IEC 62909-2 - 2019 enfatizan la integración de mecanismos de respuesta a la demanda. En este contexto, la digitalización transforma la respuesta pasiva a la demanda en una gestión activa de la demanda, aprovechando los datos en tiempo real y la participación de los usuarios para optimizar dinámicamente el uso de la energía.
- ***Sistemas de distribución avanzados***: La integración de estándares (IEEE 1547 - 2018, IEC TS 62872-1 - 2019) y la digitalización transforman los sistemas de distribución tradicionales en redes avanzadas y transactivas. Esta transformación apoya los mercados energéticos descentralizados y las transacciones de energía en tiempo real.
- ***Vehículos eléctricos***: Las normas de referencia (IEC 62909-2 - 2019, IRENA 2019, NREL 2019, IEA 2020) destacan la integración de los vehículos eléctricos en la red. La digitalización respalda las capacidades del vehículo a la red (V2G), optimizando los procesos de carga y descarga, y contribuyendo a la estabilidad y eficiencia de la red.

Desde la definición de DER´s, no existe un concepto claro del sistema transactivo, la diferencia entre el marco regulatorio IEEE e IEC [85] no lo establece claramente, pero autores como [28], [86] lo definen como un recurso *híbrido* de energía distribuida. Esta clara diferencia conceptual impacta directamente en la aplicación y determinación de si un sistema de distribución transactiva es un DER´s.

La norma IEEE 1547 de 2018 [37] define los DER´s como fuentes de electricidad, que abarcan baterías y convertidores electrónicos de potencia, que no están conectados directamente al sistema. En contraste, la IEC propone tres definiciones de DER en cuatro estándares. En la primera definición, IEC TS 62746-3 de 2015 [85] los DER se consideran fuentes de energía especiales con cargas flexibles conectadas a los sistemas de distribución. La segunda definición que se muestra en la norma IEC TS 62872-1 de 2019 aclara que los DER´s son pequeñas fuentes de energía controladas por la empresa de servicios públicos, lo que mejora el comportamiento de la red a nivel local. Por último, la tercera definición de DER´s de la norma UNE-EN IEC 62909–1 de 2018 y UNE-EN IEC 62909–2 de 2019 sugiere que los DER son fuentes de energía de corriente continua (CC) que generan o almacenan electricidad en proximidad a la demanda. En la Figura 2.3 se aclaran las distinciones y similitudes entre los marcos regulatorios.

Figura 2.3. Diferencias y similitudes entre el marco regulatorio IEEE e IEC. **Fuente:** adaptado de [29]



Además, los organismos especializados en el sector energético contribuyen a la definición de los DER y a la caracterización de la demanda. Por ejemplo, IRENA [87] señala que los programas de respuesta a la demanda abarcan consideraciones y tecnologías aplicadas a niveles de baja o media tensión. Del mismo modo, IEA [34] plantea que la demanda activa está vinculada a los DER´s a través de programas de respuesta a la demanda, pero no menciona explícitamente la integración con la digitalización. Según NREL [13], la diversificación de la demanda dentro de un sistema de distribución avanzado depende de los sistemas de generación distribuida interconectados en un nodo acoplado verticalmente, la generación detrás del medidor, el almacenamiento, la microrred, la cogeneración y los generadores de respaldo, todo dentro de un marco que incorpora aplicaciones de usuario final y tecnologías digitales de información y comunicación.

2.4 Evolución del sistema de distribución clásico al sistema transactivo.

La transición del modelo convencional de distribución de electricidad al sistema transactivo es una evolución significativa en la ingeniería eléctrica. Esta transformación está impulsada por cargas variables y la integración de generación parcialmente distribuida, lo que conduce a cambios en la comprensión de la dinámica de la demanda [82].

A medida que el panorama de la electricidad se diversifica con la inclusión de recursos energéticos convencionales y distribuidos, las complejidades de la demanda experimentan profundas modificaciones. Los DER´s y la generación descentralizada hacen necesario reevaluar los métodos de medición, lo que requiere una infraestructura habilitante que permita la medición bidireccional y la participación del usuario final en la dinámica de la demanda [21], [88], [89].

Para lograr un sistema transactivo, es necesario transformar los programas DR, previamente discutidos en la sección de evolución conceptual de la demanda. Esta evolución implica un cambio de las respuestas predeterminadas a la gestión de la demanda en tiempo real, altamente dinámica y descentralizada [21]. La clave de este cambio es la integración de la ciencia de datos predictivos, la aparición de la infraestructura habilitadora 4.0 y el uso de tecnologías como Blockchain, el Internet de las cosas y la computación en la nube. Estos componentes son básicos para la aplicación continua de la digitalización en el cambiante panorama de la electricidad.

La creciente presencia de generadores distribuidos y cargas flexibles en los sistemas de distribución de energía requiere mecanismos transactivos [21], [32]. Tradicionalmente, los generadores distribuidos se consideraban cargas negativas, y la flexibilidad de las cargas inteligentes se aprovechaba a través de programas de respuesta a la demanda. Sin embargo, a medida que estos elementos se vuelven más frecuentes, surgen nuevos desafíos. La variabilidad de los generadores distribuidos introduce incertidumbres, lo que afecta a los flujos de energía de distribución y requiere reservas de rápido aumento. Los programas actuales de respuesta a la demanda aún no han aprovechado plenamente el potencial de los recursos flexibles. Los enfoques innovadores, como los mecanismos

transactivos, son de alto valor para coordinar eficazmente los recursos no controlables y flexibles [90], [91].

La transición de un sistema de distribución convencional a uno transactivo requiere una revisión integral. La implementación de AMI con medidores inteligentes facilita la comunicación bidireccional entre las empresas de servicios públicos y los consumidores. Este último constituye la base para el intercambio de datos en tiempo real, apoyando la naturaleza transactiva del sistema en evolución [92].

Una parte integral de esta transformación es la integración de DER´s, como paneles solares, sistemas de almacenamiento de energía y vehículos eléctricos. Estos DER´s enriquecen la flexibilidad, la resiliencia y la capacidad de respuesta de la red, redefiniendo la interacción en tiempo real entre la oferta y la demanda. Al mismo tiempo, la adopción de sistemas avanzados de automatización y control de la red es imprescindible para la supervisión, el control y la optimización en tiempo real para adaptarse dinámicamente a las condiciones cambiantes. Unas medidas de ciberseguridad robustas son imprescindibles en este entorno cada vez más digital [20].

El marco regulatorio debe adaptarse para fortalecer los modelos de precios dinámicos, las interacciones con la red y la participación de las partes interesadas, incluidos los consumidores, en los procesos transactivos. El desarrollo de mecanismos de mercado transactivos asegura que las transacciones de energía se alineen con las condiciones de la oferta y la demanda en tiempo real. La gestión y el análisis de datos eficaces son esenciales para procesar grandes volúmenes de datos en tiempo real dentro del sistema de distribución transactivo, incluidas las herramientas de previsión, elaboración de perfiles de carga y toma de decisiones para una gestión de la red informada y eficiente. Empoderar a los usuarios finales implica no solo avances tecnológicos, sino también iniciativas sólidas de participación de los consumidores. Las políticas que abogan por la resiliencia de la red, las mejoras de flexibilidad y los esfuerzos de colaboración entre las partes interesadas solidifican los requisitos previos para una transición exitosa a un sistema de distribución transactivo.

2.5 Revisión del estado del arte: Integración de la demanda activa en los sistemas de distribución.

- **Metodología de revisión.**

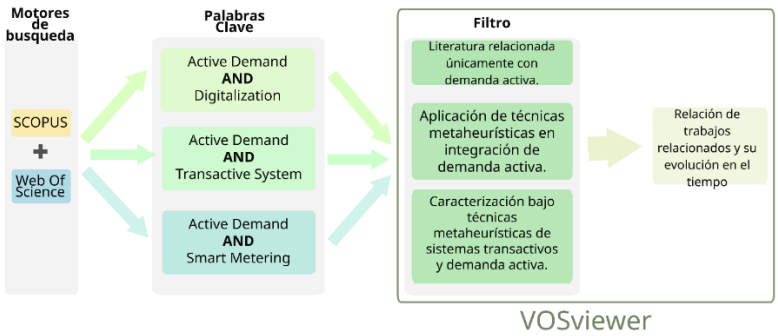
La metodología de revisión empleada es convencional, abarca el período de 2018 a 2023 y utiliza bases de datos acreditadas como Scopus y Web of Science. Para llevar a cabo la revisión de forma sistemática, los procesos de búsqueda y filtrado se llevan a cabo empleando palabras clave alineadas con los conceptos descritos en la sección 2. Las combinaciones de palabras clave elegidas son:

- Demanda activa y digitalización
- Demanda activa Y sistema transactivo
- Demanda activa Y medición inteligente

La estrategia general se muestra en la Figura 2.4, delineada en tres etapas. En la primera y segunda etapa, la entrada implica las combinaciones de palabras clave especificadas, iniciando búsquedas dentro de los motores de referencia. Posteriormente, se aplica un filtro basado en características conceptuales, enfocándose en:

1. Definición de demanda activa y literatura relacionada.
2. Aplicación de técnicas metaheurísticas en la integración activa de la demanda
3. Caracterización de sistemas transactivos y demanda activa.

Figura 2.4. Estrategia de revisión de la literatura. **Fuente:** Elaboración propia a partir de [93].



La elección de Scopus y Web of Science como motores de búsqueda fue motivada por su amplia indexación de la literatura pertinente dentro del campo. Para analizar y refinar los resultados obtenidos, los investigadores utilizaron VOSViewer [94], una herramienta que facilita la identificación de conexiones conceptuales entre las palabras clave extraídas. Como se ilustra en la Figura 2.5, este proceso facilitó la formación de conglomerados y marcos de referencia, sentando las bases para un análisis en profundidad.

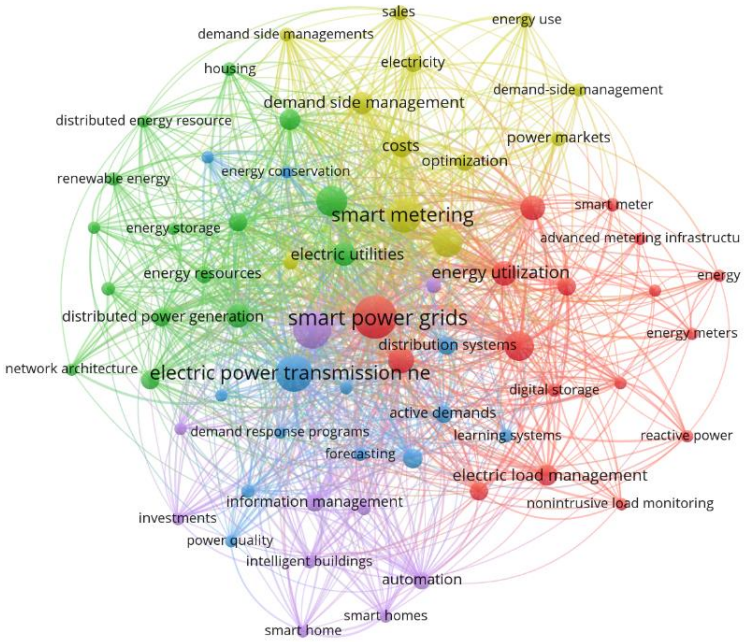
Dentro de la estrategia diseñada, se integró una sección de filtros para categorizar los documentos recuperados de manera objetiva. La estrategia consistió en clasificar los trabajos por palabras clave, centrándose en la metodología y las conclusiones. Se buscan puestos de trabajo relevantes por un período de tiempo no menor a 5 años, los cuales deben demostrar ciertas características:

- Propuesta de metodología para la integración de la demanda activa en el sistema de distribución
- Caso de estudio en la integración de la demanda activa
- Revisiones previas de la integración de la digitalización en el sistema de distribución para potenciar y definir la figura del prosumidor.
- Integración conjunta de la medición inteligente y la demanda activa en caso de estudio.

Estos artículos se clasificaron a través de tres filtros distintos. El primer filtro tuvo como objetivo recopilar exclusivamente literatura directamente relacionada con la demanda activa, asegurando que los artículos seleccionados estuvieran estrechamente alineados con el enfoque central de la investigación. El segundo filtro dirigió la atención a los artículos que destacan las aplicaciones de las técnicas metaheurísticas integradas (MH) en conjunción con la demanda activa. Por último, el tercer filtro buscó caracterizar el sistema transaccional que soporta la integración de técnicas de MH y demanda activa.

Este enfoque sistemático resultó decisivo para garantizar una colección completa y específica de documentos que se adhirieran a los criterios predefinidos descritos en la estrategia de revisión.

Figura 2.5. Conexiones conceptuales resultado de revisión de la literatura. **Fuente:** Elaboración propia.



La identificación de subconjuntos temáticos dentro de la red implica diversas perspectivas en el examen de la infraestructura eléctrica contemporánea. Esto sugiere la existencia de múltiples dimensiones y puntos de vista que influyen en el avance y la aplicación de tecnologías inteligentes dentro del sector energético (Figura 2.5). Estos subconjuntos pueden explorar temas como la optimización de la distribución de electricidad, la integración de recursos renovables y el fortalecimiento de la ciberseguridad dentro de las redes eléctricas, enfatizando la naturaleza intrincada e interdisciplinaria de este campo de investigación.

Aunque no es visualmente evidente en la representación de la red, la importancia de la demanda activa radica en su papel en la remodelación del modelo convencional de consumo de electricidad en un marco más interactivo y adaptable. La incorporación de la demanda activa en el marco de las redes inteligentes y la medición eficiente pone de manifiesto la importancia de tener en cuenta tanto los factores técnicos como los de comportamiento en la gestión de la electricidad y la planificación estratégica. En este contexto, el concepto de prosumidor emerge como una figura central, que no se limita a

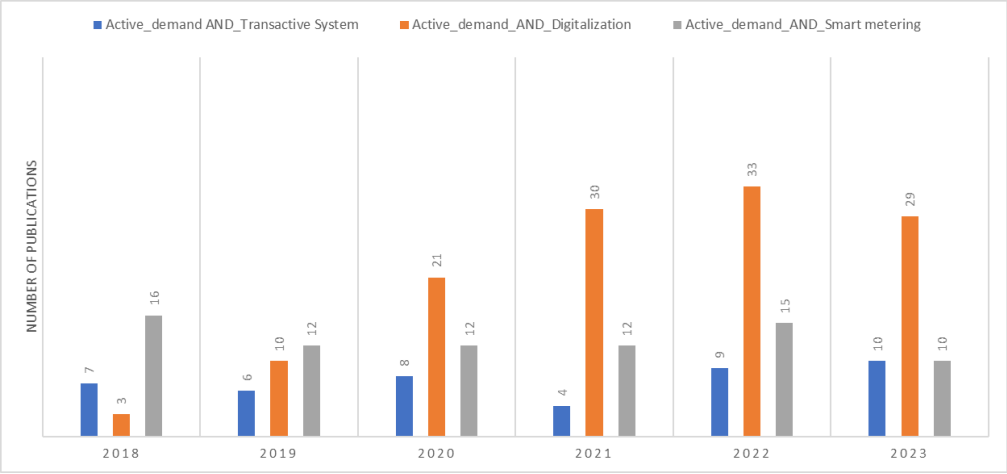
consumir electricidad, sino que participa activamente en su generación y gestión. Esta participación mejora la estabilidad y la eficacia del sistema eléctrico en general.

- **Hallazgos en la revisión de la literatura y consideraciones relacionadas con la brecha de conocimiento.**

La revisión bibliométrica produjo hallazgos significativos, revelando que la combinación de palabras clave "Demanda activa Y digitalización" obtuvo el mayor número de artículos publicados dentro del período de tiempo especificado. Destacan estudios como [24], [33], [95], que exploran ampliamente la integración de la demanda activa y la digitalización en los sistemas de distribución.

Sin embargo, estos estudios se centran en los aspectos de seguimiento más que en la incorporación de consideraciones de planificación relacionadas con la integración de la demanda y las aplicaciones de TIC o la infraestructura facilitadora transactiva. La Figura 2.6 ilustra visualmente la distribución de los artículos publicados en cada cadena de palabras clave, proporcionando información sobre la difusión del trabajo en diversas áreas de investigación y destacando el número de trabajos publicados a lo largo del tiempo.

Figura 2.6. Número de artículos en diferentes temas de búsqueda en los años 2018-2023.
Fuente: Elaboración propia.



La Figura 2.6 revela las tendencias en la investigación sobre la integración de la demanda activa y los actores que redefinen el concepto de usuarios finales dentro de las redes de distribución. Es notable el aumento de los estudios centrados en la incorporación de la demanda activa y los impulsores de la digitalización dentro de la red de distribución eléctrica, lo que indica un creciente reconocimiento de su papel en la gestión, administración y dirección de los usuarios finales. Además, la aplicación de la digitalización para gestionar la demanda activa es prometedora para optimizar el uso de la electricidad y responder de manera más eficaz a las fluctuaciones de la oferta y la demanda.

Sin embargo, se hace evidente una brecha en la investigación cuando se considera la integración de la demanda activa con el apoyo a la digitalización en las redes de distribución, así como las etapas posteriores de evolución y la evaluación de los retos relacionados con la participación de los impulsores y las infraestructuras habilitadoras. Esta brecha pone de manifiesto la necesidad de realizar más investigaciones para comprender de forma exhaustiva las complejidades de la participación de los usuarios finales en los sistemas eléctricos. Al adherirse a los estándares IEEE e IEC, elementos como la generación distribuida y los créditos de electricidad desempeñan un importante papel en la integración, lo que enfatiza su importancia en la transformación de los sistemas eléctricos. Para alinearse con los estándares IEEE 2030, es indispensable integrar las metaheurísticas y las técnicas de pronóstico con infraestructuras habilitadoras como IoT y Blockchain. Estos componentes sientan las bases tecnológicas para la transición a sistemas de distribución avanzados y transactivos.

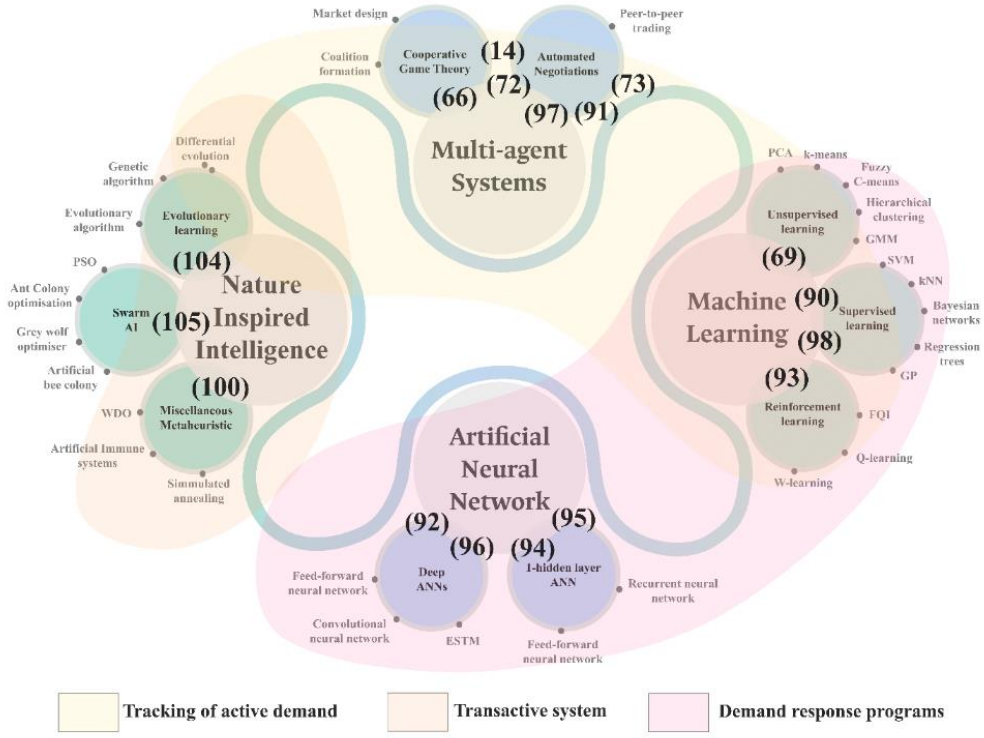
La metodología descrita facilita la evaluación de escenarios, determinando las adaptaciones necesarias para la transición a un sistema transactivo basado en generación distribuida e infraestructuras habilitadoras. Este enfoque contribuye a una gestión energética más eficiente y sostenible mediante la identificación de retos y oportunidades asociados a la integración activa de la demanda en el sistema de distribución y a la digitalización.

2.6 Aplicación de Técnicas Metaheurísticas en la Integración de la Demanda Activa.

Los enfoques de IA han atraído una atención considerable en el ámbito de la respuesta del lado de la demanda dentro de los sistemas eléctricos [51], [96], [97]. Como se ha señalado [40], las aplicaciones iniciales de la IA están estrechamente ligadas a la gestión de los programas de respuesta a la demanda. Entre los estudios más destacados, entre ellos [43], [98], se destaca que la IA es una de las metodologías más prometedoras para establecer la flexibilidad de la demanda e integrarla en el sistema eléctrico. Estos enfoques reconocen la importancia de ampliar la generación distribuida para ampliar el impacto de los programas de respuesta a la demanda. El potencial de la IA para automatizar procesos y comprender las preferencias de los consumidores finales es particularmente pertinente en los esquemas de respuesta a la demanda. AI está preparada para mejorar sustancialmente el éxito de estos esquemas reestructurando el proceso de respuesta y alineándolo con las preferencias de los consumidores.

La Figura 2.7 ofrece una visión completa de las técnicas de IA y ML ampliamente empleadas en la gestión de la demanda, delineando la transición de un sistema convencional a un sistema transactivo. Destaca una gran cantidad de literatura durante el período especificado centrada en la demanda de electricidad. Este artículo explora diversas perspectivas. Por ejemplo, estudios como [32], [99] enfatizan el potencial de integrar tecnologías inteligentes, sistemas de control, monitoreo y comunicación en las redes inteligentes. Por el contrario, [84] explora los avances en los sistemas de respuesta a la demanda, las técnicas de programación de carga y los métodos de comunicación destinados a mejorar la gestión de la demanda.

Figura 2.7. Técnicas de ML e IA utilizadas en la gestión de programas de respuesta a la demanda y monitorización activa de la demanda, con las referencias correspondientes para cada técnica incorporada. **Fuente:** Elaboración propia a partir de [40].



Además [21], adopta un enfoque integral al examinar los impactos a largo plazo y menos intuitivos de la integración de programas de respuesta a la demanda. Se trata de analizar sus efectos sobre los precios del mercado eléctrico y su influencia en los consumidores. Más allá de la gestión de programas de respuesta a la demanda, algunos autores han dirigido su enfoque hacia aplicaciones específicas de seguimiento de la demanda mediante técnicas de IA y ML. Por ejemplo [68], [100], realizó revisiones de la literatura que exploraron la utilización de técnicas de IA en el desarrollo de controladores de programación para sistemas de gestión de energía en el hogar.

Como lo aclara [101], una cadena de bloques es una cadena ordenada secuencialmente asegurada a través de la resolución de un mecanismo de prueba de trabajo. El proceso de vinculación consiste en añadir el hash del bloque anterior al actual y el hash del bloque actual al bloque siguiente, asegurando el orden cronológico de las

transacciones. Esta estructura protege contra la alteración retroactiva de una transacción, ya que requeriría cambiar su bloque y todos los bloques subsiguientes, lo que la hace muy poco práctica. Además, la tecnología Blockchain protege contra los ataques de doble gasto, lo que requiere el control de más del 51% de la potencia informática de la red para tener éxito.

La integración de la tecnología Blockchain en un sistema de comercio de electricidad facilita el seguimiento y el comercio de electricidad en una red peer-to-peer sin necesidad de un intermediario centralizado. Las transacciones de electricidad se pueden registrar y verificar de forma segura en la cadena de bloques utilizando tokens generados aleatoriamente y códigos alfanuméricos. Este enfoque disminuye la dependencia de agentes centralizados y promueve la correspondencia directa de la oferta y la demanda de energía entre los prosumidores (consumidores que también generan energía). En consecuencia, se puede lograr un sistema eléctrico más descentralizado y competitivo.

Varios esfuerzos de investigación, incluido [101], [102], [103], [104], han profundizado en la aplicación de la tecnología Blockchain en los sistemas de comercio de electricidad, donde los consumidores pueden vender su excedente de energía a otros consumidores. Empleando un enfoque basado en el mercado, estos estudios subrayan los beneficios potenciales de reducir la dependencia de agentes centralizados y permitir transacciones directas de electricidad peer to peer.

2.7 Cuestiones clave en la Integración Activa de la Demanda basada en Técnicas Metaheurísticas.

La próxima evolución del sistema de distribución plantea varios desafíos que deben resolverse. Uno de los desafíos clave es la integración de enfoques basados en datos y modelos holísticos para planificar de manera efectiva la integración de la generación distribuida en diferentes horizontes temporales, incluidos el corto, mediano y largo plazo. Las aplicaciones de ML y DL se han convertido en herramientas para hacer frente a este reto. Los algoritmos de ML, incluidas las redes neuronales, las máquinas de vectores de soporte y los clasificadores, sirven como instrumentos potentes para analizar y predecir patrones intrincados dentro de los sistemas de energía. Trabajos de autores como [32], [105] muestran la capacidad de estas herramientas para proporcionar información

predictiva y apoyar la implementación de soluciones de capacidad energética dependientes de recursos primarios variables caracterizadas por una alta incertidumbre. Sin embargo, es esencial reconocer que los modelos que dependen de los datos pueden enfrentarse a una deriva conceptual cuando se enfrentan a cambios en los datos de entrenamiento, lo que compromete su rendimiento.

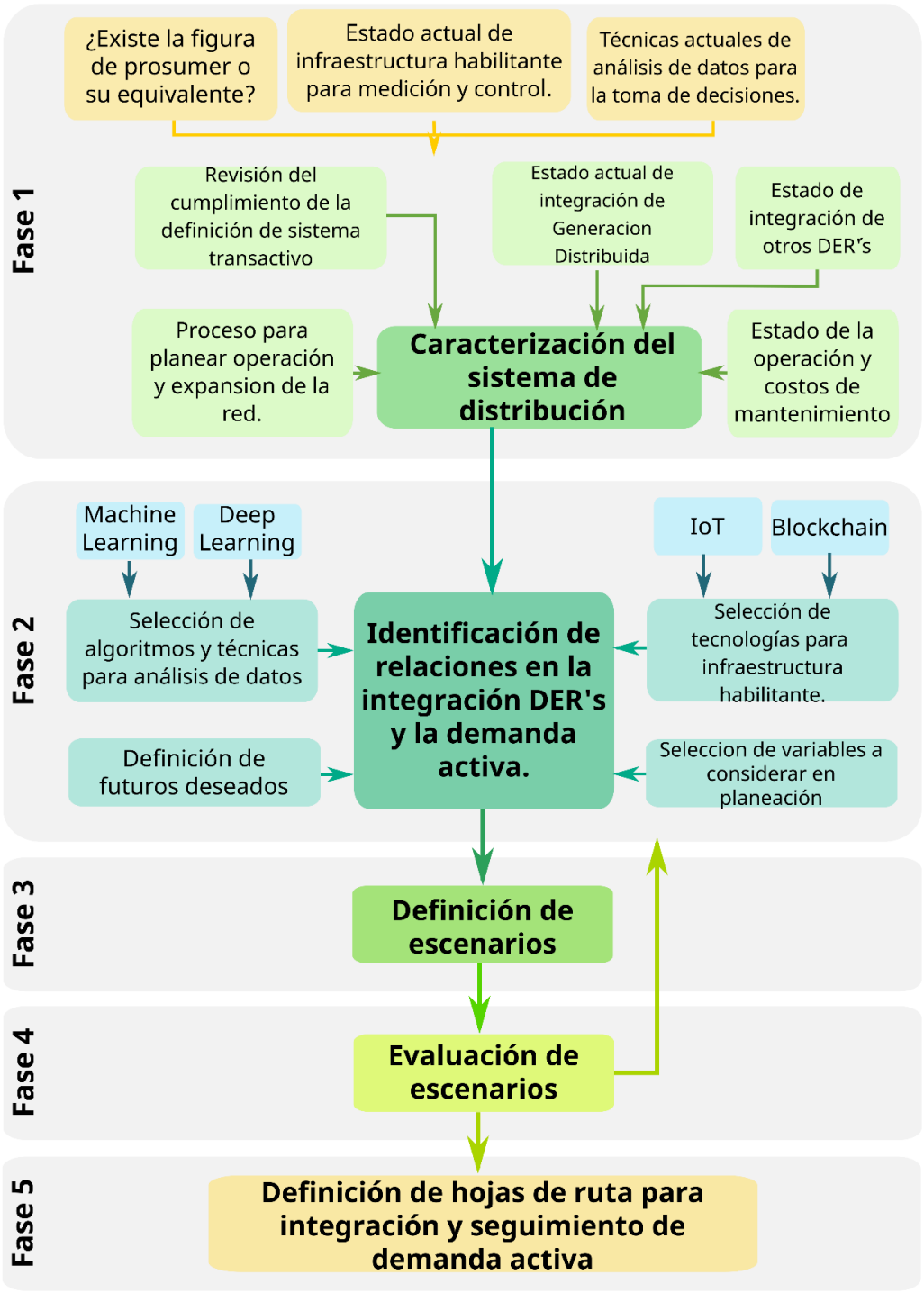
Desde un punto de vista socioeconómico, la integración de la demanda activa contribuye significativamente a mitigar el impacto del cambio climático al facilitar servicios eléctricos descentralizados que abarcan desde el edificio hasta la red, desde el edificio hasta el edificio y desde la red hasta el usuario. Además, mejora la eficiencia energética a través de la gestión en tiempo real de las transacciones bidireccionales de demanda y suministro. La integración acelera el cambio de la generación convencional a las fuentes renovables y establece una infraestructura de transacción de electricidad de extremo a extremo. Además, fomenta la libertad tecnológica y transforma la sociedad en una red autónoma impulsada por las contribuciones de código abierto, como se dilucida en obras como [24], [29]. En términos de usuarios finales y comercio, proporciona una interfaz inteligente y fácil de usar para tomar decisiones de consumo de electricidad a través de servicios y aplicaciones web.

En cuanto al comercio, establece nodos de comercialización de electricidad generalizados entre clientes y comercializadores, lo que facilita las alteraciones en la cadena de suministro desde la generación local hasta el almacenamiento y el consumo. de seguimiento de la demanda en escenarios de digitalización proporciona estrategias centradas en el cliente para desarrollar programas de uso de electricidad respaldados por servicios de análisis y visualización de datos.

2.8 Propuesta de metodología para la integración de Demanda Activa en el sistema de distribución bajo escenarios de digitalización.

Al ampliar los conocimientos analizados en las secciones anteriores, el esfuerzo se centra en formular una estrategia que garantice un seguimiento e integración competentes de la demanda activa en los sistemas de distribución. La estrategia propuesta se centra en caracterizar el sistema existente. Posteriormente, el objetivo es identificar las relaciones causales entre los diversos componentes del sistema. Este proceso de identificación integra la demanda activa y los DER en los sistemas de distribución. La estrategia se basa en una comprensión integral de las complejidades del sistema, allanando el camino para tomar decisiones informadas y esfuerzos de integración exitosos. La metodología propuesta, ilustrada en la Figura 2.8, consta de cinco fases distintas.

Figura 2.8. Diagrama metodológico propuesto. Fuente: Elaboración propia.



En la fase inicial, el objetivo es caracterizar el sistema de distribución. Las consideraciones esenciales en esta etapa incluyen la presencia de prosumidores o entidades equivalentes, junto con la infraestructura habilitante necesaria para la medición y el control. Esta fase también implica la adquisición de entradas de datos para facilitar el análisis a través de técnicas de decisión y predicción. La etapa de caracterización abarca la evaluación de costos y la planificación asociada a la operación y expansión, considerando la existencia de recursos distribuidos y DER´s.

La segunda fase se dedica a identificar la relación entre los DER´s y el despliegue de la demanda activa dentro del sistema de distribución. Los algoritmos ML y DL se emplean para el análisis y el procesamiento de datos, junto con la definición de los futuros deseados. IoT es parte integral de esta fase y es la infraestructura habilitadora, complementada por la tecnología Blockchain.

Sobre la base de los conocimientos adquiridos en las fases 1 y 2, la tercera fase se centra en la definición de escenarios de integración para la demanda activa. Esto implica técnicas meteorológicas y consideraciones de la infraestructura habilitante.

La fase 4 sirve como etapa de evaluación, proporcionando retroalimentación sobre las técnicas elegidas, las combinaciones de IoT y los datos necesarios para optimizar la integración en función de los escenarios predefinidos.

En la fase final, la Fase 5, se establece la hoja de ruta o hojas de ruta para la integración de la demanda activa dentro del sistema de distribución. Estas etapas conforman colectivamente una metodología dinámica capaz de adaptar y modificar escenarios, permitiendo la evaluación de los escenarios propuestos y su efectividad en el tiempo. Cada fase se basa en los resultados de la fase anterior, lo que garantiza un enfoque sistemático y coherente. La caracterización inicial (Fase 1) proporciona la base de conocimiento necesaria para identificar relaciones y seleccionar tecnologías (Fase 2). La definición de escenarios (Fase 3) se basa en estas relaciones y tecnologías identificadas, y la evaluación de estos escenarios (Fase 4) permite el refinamiento y la validación de las opciones más prometedoras. Por último, la hoja de ruta (Fase 5) ofrece un plan de acción concreto basado en toda la información y el análisis realizado en las fases anteriores.

- **Integración de la demanda activa en escenarios: Un enfoque sistémico.**

En línea con la metodología articulada en la sección anterior y extendiéndose a lo largo del desarrollo del documento hasta este punto, se ha puesto énfasis en la caracterización de los sistemas transaccionales y la identificación de la infraestructura habilitante esencial y los prerrequisitos tecnológicos para la integración continua y el monitoreo eficiente de la demanda activa. En esta sección, el análisis se centrará en examinar las relaciones causales en la transición del paradigma de la demanda convencional, a menudo pasivo, a la evolución hacia la demanda activa.

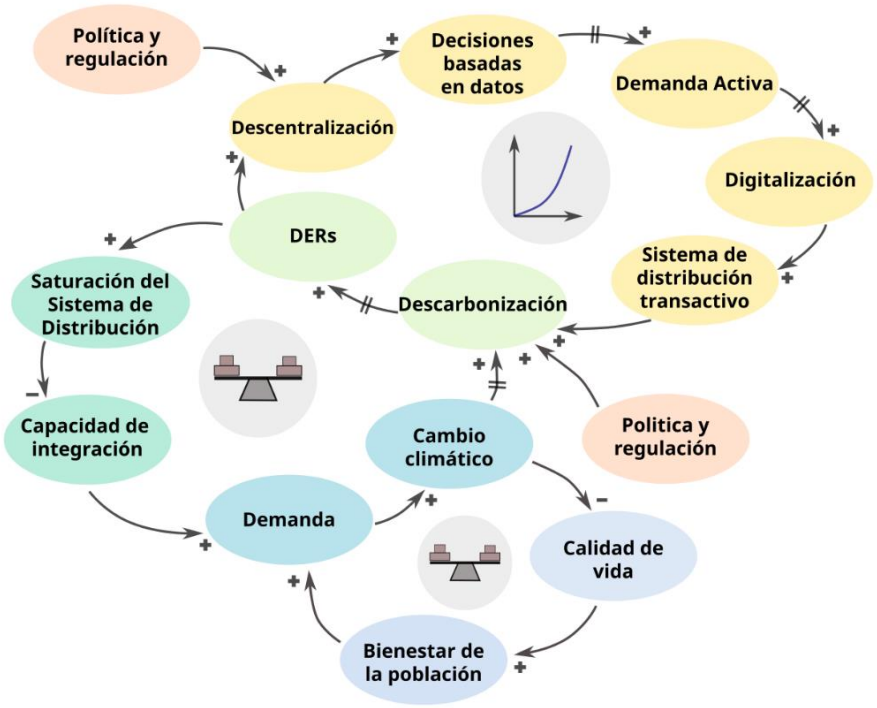
La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**Figura 2.9 ilustra cómo es dinámico el proceso de integración. Es el resultado de las interacciones entre la infraestructura habilitadora, la ciencia de datos y los algoritmos de IA, y DER´s. La metodología utilizada para establecer las relaciones causales se fundamenta en el enfoque de diagramas causales de sistemas dinámicos, que permite representar de forma gráfica las interacciones y retroalimentaciones presentes en sistemas complejos como el de distribución eléctrica con demanda activa. En primer lugar, se identificaron las variables clave a partir de la revisión de literatura especializada, normativa vigente y marcos conceptuales relacionados con las “3D” (descarbonización, descentralización y digitalización), la demanda activa y los elementos estructurales del sistema de distribución. Posteriormente, se establecieron las relaciones de influencia positiva (+) o negativa (–) entre variables, sustentadas en evidencia teórica y estudios de caso documentados.

La construcción del diagrama se desarrolló de manera iterativa: se definieron los nodos (variables), se trazaron las conexiones lógicas y se verificó la coherencia del conjunto considerando la relación causa-efecto y los ciclos de retroalimentación (loops) que caracterizan a los sistemas energéticos en transición. El resultado es una representación conceptual que refleja la naturaleza dinámica del proceso de integración de la demanda activa, permitiendo visualizar cómo las decisiones, políticas, infraestructura y comportamiento del usuario interactúan para transformar el sistema de distribución hacia esquemas más descentralizados, digitalizados y bajos en carbono.

El sistema de distribución transaccional admite el monitoreo activo de la demanda y el establecimiento de prosumidores. Este apoyo surge de la sinergia de estas tres dimensiones. En primer lugar, la descarbonización del sistema eléctrico está influenciada por la regulación y la política gubernamental y la evolución del sistema de distribución transactiva. La regulación y la política establecen el marco legal y las regulaciones para reducir las emisiones de carbono, mientras que el sistema de distribución transactiva facilita las transacciones de electricidad entre múltiples actores, incluidos los prosumidores. Esta dimensión también está relacionada con la digitalización, ya que las tecnologías digitales pueden mejorar la eficiencia energética y facilitar la transición hacia fuentes de energía más limpias. En segundo lugar, la descentralización del sistema energético influye en la capacidad de integrar los DER´s en la red eléctrica. Esta integración depende del grado de descentralización del sistema, de la disponibilidad de los datos y del nivel de digitalización.

Por último, la digitalización del sistema energético eléctrico es esencial para permitir la demanda activa del prosumidor. La digitalización permite la monitorización en tiempo real y la gestión inteligente de la oferta y la demanda de electricidad, lo que permite a los prosumidores ajustar su consumo de energía en función de las condiciones del mercado y las señales de los precios. Sin embargo, la adopción de la demanda activa y el papel del prosumidor está condicionada por la disponibilidad de datos e infraestructura digital, así como por políticas y regulaciones que fomenten la participación de los consumidores en el mercado eléctrico.

Figura 2.9 . Diagrama causal del impacto y las consideraciones de integración de la digitalización en la evolución hacia un usuario activo y la transformación del sistema de distribución. Fuente: Elaboración propia.



Al examinar las interacciones entre diversos factores en la integración de la demanda activa en el sistema de distribución, centrándose especialmente en las variables y su interacción con las 3D, se hace evidente que el proceso es dinámico. Es imprescindible un análisis exhaustivo de cada una de las 3D y sus aportaciones al concepto de demanda activa y su integración.

La demanda activa, el foco principal del diagrama, se integra a través de múltiples mecanismos. La digitalización facilita la participación de los usuarios en la gestión de la demanda y se vuelve más eficaz en un entorno descentralizado. La integración de la demanda activa mejora la capacidad del sistema para responder a la oferta y la demanda de electricidad, lo que ayuda a la descarbonización y optimiza el uso de los recursos. Además, la participación de la demanda ayuda a mitigar los impactos del cambio climático y mejora la calidad de vida y el bienestar global, creando un ciclo de retroalimentación positiva.

Para comprender mejor cómo cada una de las 3D contribuye a la integración de la demanda activa, en los siguientes párrafos se detallan las funciones e impactos específicos de la descarbonización, la descentralización y la digitalización.

- **La descarbonización** es un elemento central en el que influyen varios factores y, a su vez, afecta a otros. La implementación de sistemas de distribución transactivos y la digitalización apoyan la integración activa de la demanda, promoviendo la descarbonización mediante la optimización del uso de los recursos energéticos y la reducción de las emisiones de carbono. Además, la descarbonización está estrechamente ligada a la política y la regulación, que pueden acelerar o impedir este proceso en función de las políticas que se promulguen. La reducción de emisiones ayuda a mitigar el cambio climático, mejorando así la calidad de vida y el bienestar global.
- **La descentralización** se describe como una tendencia positiva impulsada por decisiones basadas en datos y políticas adecuadas. Esta tendencia se ve alentada por el aumento de los DER´s, que ayudan a aliviar la saturación del sistema de distribución al optimizar la distribución de la generación de electricidad. La descentralización también se asocia con una mayor capacidad de alojamiento del sistema y fomenta la adopción de sistemas de distribución transactivos, lo que permite a los usuarios finales participar activamente en el mercado eléctrico.
- **La digitalización** es un facilitador que apoya la integración activa de la demanda en los sistemas de distribución. Mediante el uso de tecnologías digitales, se pueden tomar decisiones basadas en datos para optimizar el uso de la electricidad y mejorar la eficiencia del sistema. La digitalización también es vital para el funcionamiento de los sistemas de distribución transactivos, ya que permite una mayor flexibilidad y respuestas dinámicas a las fluctuaciones de la oferta y la demanda. Por lo tanto, la digitalización es primordial para establecer una red eléctrica moderna y eficiente.

2.9 Discusión: transición digital y desafíos en el cambio a la demanda activa.

El sistema propuesto representa un cambio significativo con respecto a los métodos convencionales de gestión de la demanda de electricidad. La evolución de los mercados energéticos, marcada por el aumento de la demanda activa y la influencia transformadora de los prosumidores, refleja un profundo alejamiento de la dinámica tradicional de los sistemas energéticos. Este cambio de paradigma está impulsado por la integración de fuentes de energía renovables y los avances en las tecnologías de redes inteligentes [106], [107], [108].

La metodología propuesta se centra en la digitalización como requisito previo para integrar la demanda activa. Este proceso incluye la accesibilidad a los datos, una infraestructura digital sólida y políticas de apoyo. La Infraestructura AMI surge como una piedra angular, mejorando la respuesta a la demanda y optimizando el impacto económico de la medición inteligente dentro del sector energético [109], [110], [111], [112].

Para comprender plenamente el potencial y la implementación de este sistema propuesto, es esencial profundizar en sus elementos clave y comprender las distintas ventajas que ofrece sobre los métodos convencionales. En las siguientes secciones se proporcionará una exploración detallada de los componentes que componen la metodología propuesta, destacando el papel de AMI, los modelos de precios dinámicos y las 3D.

Elementos clave:

- AMI facilita la comunicación bidireccional entre los proveedores de energía y los consumidores mediante el uso de medidores inteligentes, redes de comunicación y sistemas de gestión de datos. [113], [114], [115]
- *Modelos de precios dinámicos*: La integración de AMI con estos modelos ha demostrado beneficios económicos al incentivar tanto a las empresas de servicios públicos como a los consumidores.[115]

- *Dimensiones 3D (Descarbonización, Descentralización y Digitalización):* Estas dimensiones son críticas para el surgimiento de prosumidores y la demanda activa.
- Los métodos convencionales se basan en sistemas centralizados con una participación limitada del consumidor en la gestión de la demanda. Su planificación y operación no integran significativamente la digitalización o las tecnologías avanzadas de redes inteligentes.

Ventajas de la metodología propuesta:

- *Participación de los consumidores*: Los prosumidores desempeñan un doble papel como productores y consumidores, lo que permite una gestión de la energía más dinámica y transactiva.
- *Optimización económica:* Los sistemas basados en AMI y precios dinámicos pueden reducir los costos operativos y mejorar la eficiencia del sistema.
- *Flexibilidad y autonomía*: Los DER´s proporcionan una mayor autonomía y flexibilidad en la generación y el consumo de energía.

La metodología propuesta presenta varias ventajas sobre otras, destacándose por su enfoque integral, alta adaptabilidad y el uso de tecnologías avanzadas de datos y comunicaciones. Comienza con una caracterización exhaustiva del sistema de distribución actual, proporcionando una base sólida para las fases posteriores. Incluye la definición y evaluación de escenarios, lo que permite una comprensión completa de las posibles rutas de desarrollo y sus implicaciones. Su diseño modular facilita las actualizaciones y la escalabilidad, adaptándose a diferentes sistemas y requerimientos.

Otra ventaja frente a otras propuestas es la integración de tecnologías avanzadas como IoT y el Blockchain, lo que garantiza una mayor interactividad, seguridad y transparencia en la gestión de la demanda. Además, el uso de técnicas de aprendizaje automático y aprendizaje profundo mejora la toma de decisiones a través del análisis de datos. Esta metodología también aborda directamente la demanda activa y la participación de los consumidores, lo que permite ajustes en tiempo real y optimiza la eficiencia y el rendimiento del sistema. Además, apoya la transición hacia la neutralidad

de carbono y la adopción de políticas de carbono cero, contribuyendo significativamente a la sostenibilidad ambiental.

La recopilación y análisis de datos bajo demanda y DER´s permite identificar patrones y optimizar la gestión y el mantenimiento, ofreciendo una visión clara de los posibles caminos y sus implicaciones, y ayudando a los gestores energéticos a tomar decisiones informadas y estratégicas.

Desafíos del sistema propuesto:

- *Resistencia al cambio*: La transformación digital se enfrenta a resistencias organizativas, de procesos y tecnológicas, lo que requiere una gestión eficaz del cambio.
- Condiciones externas: Las limitaciones gubernamentales y la oposición de los grupos de interés pueden actuar como barreras adicionales para la transformación digital.

Estos desafíos no son exclusivos del sistema propuesto y a menudo se encuentran en diversos contextos. Por ejemplo, el Plan Nacional de Energía 2020-2050 de Colombia [116] describe objetivos relacionados con la adopción de la demanda por parte de los usuarios finales, la promoción de los recursos distribuidos y la respuesta a la demanda. Sin embargo, las empresas energéticas pueden percibir las políticas gubernamentales como inadecuadas, lo que supone un reto adicional para la transformación digital del sector.

La integración de la demanda activa y los recursos energéticos distribuidos en el sistema de distribución requiere una combinación de enfoques metodológicos, técnicas avanzadas y una gestión eficaz del cambio. A pesar de los desafíos, la metodología propuesta ofrece oportunidades significativas para mejorar la eficiencia, reducir costos y promover la sostenibilidad en el sector energético. En comparación con los métodos convencionales, el sistema propuesto representa un avance notable hacia un futuro energético más dinámico y resiliente.

Capítulo 3. Marco de Planeación y Escenarios de Digitalización.

Este capítulo muestra un análisis de los desafíos y oportunidades para la integración de la demanda activa en sistemas de distribución bajo escenarios de digitalización. Se aborda la dinámica de la planeación como guía en la transición de redes clásicas a sistemas activos y transaccionales, enfocándose en cómo adaptar la metodología definida en el Capítulo 2 a un contexto operativo real. Se definen los escenarios y se discuten las implicaciones de aplicar tecnologías habilitadoras. El objetivo del capítulo es ser un puente conceptual entre la teoría revisada y el modelo que se abordará en el Capítulo 4.

3.1 Estrategias de planeación para integración de demanda activa.

- **Visión General de la Planeación en Sistemas de Distribución con integración de demanda activa.**

La planeación en sistemas de distribución activos es un eje de interés en la transición de un sistema de energía pasivo y centralizado a un entorno descentralizado, dinámico y digitalizado [117]. En el contexto de la integración de demanda activa, la planeación define las hojas de ruta que debe seguir el sistema de distribución para adaptarse a la incorporación de nuevas tecnologías, actores y fuentes de generación distribuidas. Este proceso no solo busca mantener la estabilidad y eficiencia de la red, sino que también establece las bases para que los usuarios se conviertan en participantes activos a través de la figura del prosumidor [118].

La planeación en sistemas de distribución clásicos se limitaba a expandir la infraestructura física y garantizar la confiabilidad de la red a partir de una estructura jerárquica y en un solo sentido [119]. Sin embargo, con la creciente penetración de DER's y el avance de tecnologías habilitadoras AMI, la digitalización y la automatización, el enfoque ha evolucionado hacia un entorno transaccional, donde la planeación debe considerar múltiples actores, flujos bidireccionales de energía y decisiones en tiempo real. Esta transición representa un desafío significativo, ya que la red debe estar preparada para gestionar variaciones en la generación y el consumo, adaptar sus estrategias de operación y garantizar resiliencia ante contingencias [120], [121].

El objetivo principal de la planeación en un sistema de distribución con integración de demanda activa es maximizar la incorporación de recursos renovables y generación distribuida, facilitando al mismo tiempo la participación de los usuarios como prosumidores y minimizando los costos operacionales [8]. La planeación debe ser flexible y capaz de adaptarse a cambios inesperados en las condiciones de la red, incorporando nuevos modelos de negocio que permitan a los prosumidores comercializar su excedente de energía, generando así un sistema eficiente, autónomo y descentralizado [9], [122].

Además, la digitalización debe entenderse como un proceso de clusterización de la red de distribución, en el cual la infraestructura física se integra con procesos flexibles y transaccionales. La red activa se transforma en una plataforma que agrupa y suma los excedentes energéticos de múltiples actores. Este enfoque permite que la red de distribución, independientemente de su conexión a la red principal, ofrezca servicios no solo en el ámbito local, sino también hacia la transmisión y otros distribuidores, promoviendo un ecosistema energético inteligente y completamente interconectado.

La evolución de la planeación en los sistemas de distribución puede dividirse en distintas etapas que reflejan la madurez y complejidad del sistema. En la *etapa clásica*, la planeación se centraba exclusivamente en la expansión de la infraestructura y la satisfacción de la demanda creciente [123], [124]. En la siguiente etapa, *con la introducción de los DER´s,* la planeación se enfocó en la integración de estas fuentes distribuidas de manera segura y eficiente, considerando su variabilidad y efectos en la estabilidad de la red. Posteriormente, con la *automatización de la red* y la implementación de sistemas de control avanzados, la planeación se adaptó para gestionar en tiempo real las fluctuaciones de la generación y demanda [125], [126]. Finalmente, en la *etapa transaccional*, la planeación estratégica debe permitir la implementación de un sistema capaz de gestionar transacciones de energía entre múltiples actores de manera descentralizada para facilitar las interacciones entre la oferta y la demanda [44], [45].

Para alcanzar esta visión de un sistema de distribución activo, la planeación debe considerar diversos factores que impactan la capacidad de adaptación y la resiliencia del sistema. Los que se describen a continuación:

La *flexibilidad*, permite ajustar la gestión en tiempo real frente a las variaciones en la demanda y la generación. Esto se traduce en la integración de soluciones de monitoreo avanzado, inteligencia artificial y algoritmos de optimización que coordinan recursos distribuidos de manera dinámica. Por ejemplo, en un entorno de demanda activa, los prosumidores pueden modificar su consumo o generar excedentes en función de señales de precios o condiciones de la red [4], [8], lo que permite la creación de plantas virtuales en las que se agrupan estos excedentes para generar sinergias y optimizar el uso de la infraestructura.

La *resiliencia*, por otro lado, se refiere a la capacidad del sistema para enfrentar y recuperarse de situaciones extremas o contingencias, garantizando la continuidad del suministro eléctrico. Esto se logra mediante el diseño de estrategias de control realimentado, la implementación de microrredes y protocolos de respuesta rápida que aseguren la operatividad bajo condiciones adversas [123], [127]. En un sistema que integra demanda activa y prosumidores, la resiliencia se potencia al poder desconectar o aislar secciones de la red y reconfigurarlas para sostener la operación, incluso permitiendo la interconexión entre múltiples actores para formar plantas virtuales que respalden la estabilidad del sistema en condiciones de emergencia.

La *eficiencia,* asegura la utilización óptima de los recursos, minimizando las pérdidas y reduciendo los costos operacionales. Desde la perspectiva de la planificación estratégica, la eficiencia se alcanza mediante el diseño de modelos de optimización que consideren tanto la generación distribuida como el comportamiento dinámico de la demanda activa. La digitalización y la interconexión de la red permiten que los prosumidores no solo consuman, sino que también comercialicen su excedente energético, lo que se refleja en la creación de plantas virtuales [124], [128]. Estas, al agrupar la energía excedente de múltiples fuentes, facilitan una operación coordinada y rentable, maximizando la integración de recursos renovables y reduciendo las pérdidas inherentes al sistema.

Un componente importante en la planificación de sistemas activos es la integración de tecnologías habilitadoras, que permiten la toma de decisiones en tiempo real y la gestión dinámica de la red. La implementación de AMI, junto con herramientas de inteligencia artificial y análisis de datos, facilita un control preciso de la red y permite anticipar patrones de consumo y generación. Tecnologías como IoT y Blockchain también son clave, ya que proporcionan plataformas seguras y transparentes para gestionar las transacciones energéticas y el intercambio de información entre los diferentes actores [129], [130]. A continuación, se profundiza en los componentes clave para planeación del sistema de distribución.

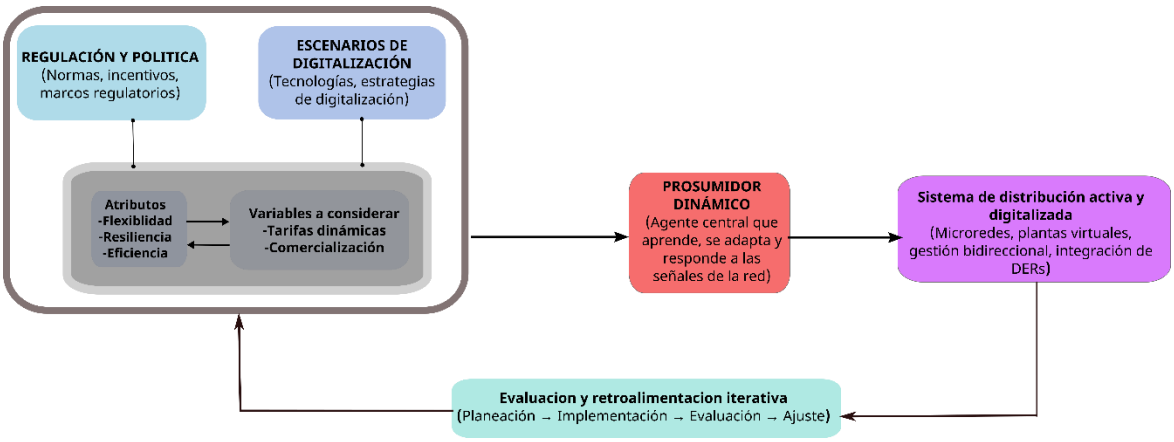
- **Consideraciones para planeación del sistema de distribución con integración de Demanda Activa.**

La planeación estratégica de la demanda activa en sistemas de distribución implica la identificación y gestión de varios componentes que determinan el éxito en la integración y operación de un sistema eléctrico moderno y digitalizado. Estos componentes se centran en factores técnicos, regulatorios, económicos y de participación de los usuarios, que deben ser cuidadosamente evaluados para garantizar la transición hacia un sistema de distribución activo y flexible.

A continuación, se proponen y describen los principales componentes que deben considerarse al definir un plan de integración de demanda activa. En la Figura 3.1 se muestra un esquema de Integración del Prosumidor y Digitalización con Retroalimentación iterativa.

El esquema representa la transformación de la red de distribución hacia un sistema activo y digitalizado, donde el prosumidor dinámico ocupa una posición central en la gestión y operación del sistema eléctrico. En la parte superior, se identifican los factores que determinan la evolución del sistema: la regulación y política, que establecen los marcos normativos e incentivos que guían la transformación, y los escenarios de digitalización, que incluyen las tecnologías y estrategias necesarias para modernizar la red. Estas dos dimensiones influyen directamente en atributos clave como la flexibilidad, la resiliencia y la eficiencia, así como en modelos de negocio que contemplan tarifas dinámicas y esquemas de comercialización. Estos elementos determinan el grado de adopción tecnológica y la capacidad de respuesta del sistema frente a cambios en la demanda y la generación distribuida.

Figura 3.1. Esquema de Integración del Prosumidor y Digitalización en el sistema de distribución. Fuente propia.



El prosumidor dinámico, ubicado en el centro del esquema, no es un usuario pasivo sino un actor en la red digitalizada. Su participación va más allá del consumo de electricidad, ya que puede generar, almacenar y comercializar energía en función de las señales de la red y su capacidad instalada. La flexibilidad de este agente está condicionada por la infraestructura con la que cuente; por ejemplo, un prosumidor sin acceso a tecnologías avanzadas, como domótica o almacenamiento, enfrenta limitaciones para aprovechar plenamente la digitalización. Sin embargo, a medida que la red evoluciona y se implementan nuevos modelos de negocio, se generan incentivos para que estos usuarios adopten tecnologías que les permitan interactuar de manera más efectiva con el sistema, contribuyendo así a la estabilidad y eficiencia del conjunto.

La evaluación y retroalimentación iterativa cierra el esquema, asegura que la transformación de la red no sea un proceso estático, sino un sistema en constante ajuste y optimización. A través de un ciclo de planeación, implementación, evaluación y ajuste, la red se adapta progresivamente a las necesidades de los usuarios, la evolución del marco regulatorio y la disponibilidad de nuevas tecnologías. Este proceso de realimentación permite mejorar la integración de los recursos energéticos distribuidos, optimizar los

mecanismos de respuesta a la demanda y perfeccionar la interacción entre los diferentes actores del sistema.

Un aspecto a tener en cuenta en la transformación de la red de distribución activa es su capacidad de respuesta ante contingencias, lo que se relaciona directamente con la resiliencia operativa. Un sistema de distribución activo debe mantener un funcionamiento eficiente incluso bajo condiciones adversas, como variaciones bruscas de la demanda, eventos climáticos extremos o fallos en la infraestructura. Para ello, se requiere la implementación de estrategias avanzadas de control y automatización, que permitan la reconfiguración dinámica de la red en tiempo real. A nivel internacional, regiones como Japón, China y el sudeste asiático han demostrado que la digitalización y la descentralización de la red, mediante la incorporación de microrredes y esquemas de gestión inteligente, han mejorado significativamente la resiliencia del sistema [122], [127], [131]. Estos casos resaltan la importancia de un enfoque basado en digitalización y respuesta activa, que permita la optimización del suministro ante escenarios de incertidumbre.

El marco regulatorio y las políticas locales también desempeñan un papel determinante en la consolidación de una red digitalizada y flexible. La planeación del sistema debe considerar los incentivos a la generación distribuida, los esquemas tarifarios dinámicos y las políticas de integración de energías renovables, los cuales influyen en la participación de los prosumidores en el mercado energético. Experiencias como la de Sudáfrica han demostrado que un entorno regulatorio que fomente la participación ciudadana en la generación y comercialización de energía promueve mercados energéticos descentralizados y más eficientes [5]. Para ello, es clave la adopción de infraestructuras habilitadoras, como AMI y plataformas de transacciones energéticas, como se muestra en la sección 2.2 y 2.3, que facilitan la interacción entre diferentes actores del sistema eléctrico. Sin una estructura normativa que incentive y regule estos procesos, la transformación de la red se encuentra limitada en términos de escalabilidad y sostenibilidad.

Otro factor determinante es la estructura de costos y el modelo de negocio, ya que la integración de la demanda activa implica inversiones en modernización de la infraestructura y adopción de tecnologías digitales [132], [133]. Esto incluye un análisis detallado de los costos de inversión y operación, así como la identificación de beneficios

económicos para distribuidores, operadores y prosumidores. Además, la participación de los usuarios finales es clave para asegurar la efectividad del sistema, por lo que deben existir mecanismos que permitan a los consumidores gestionar su demanda mediante herramientas digitales, información en tiempo real y esquemas de incentivos que promuevan comportamientos de consumo flexibles y adaptativos [6], [119].

La integración de la demanda activa en los sistemas de distribución requiere un análisis detallado de los factores que influyen en su planificación, implementación y operación. En este contexto, se consideran diversos aspectos que determinan la viabilidad y efectividad del proceso, tales como la penetración de DERs, la capacidad de respuesta de la red ante contingencias, el marco regulatorio y la estructura de costos del sistema. Estos elementos no solo afectan la estabilidad y flexibilidad operativa, sino que también inciden en la adopción de tecnologías habilitadoras y en la participación de los prosumidores en el mercado energético [134], [135]. La Tabla 1 presenta una extracción de estos componentes estratégicos, identificando su impacto en el sistema, los indicadores asociados y las herramientas tecnológicas que pueden facilitar su gestión. Este análisis permite establecer un marco de referencia para la toma de decisiones en la digitalización de la red y la incorporación de esquemas de transacción energética más dinámicos.

Tabla 1. Componentes estratégicos a tener en cuenta para planeación de integración de demanda activa, consideraciones y análisis. Fuente: Propia.

Componente	Descripción	Objetivos de planeación	Impacto en el sistema	Indicadores asociados	Desafíos y consideraciones	Herramientas o tecnologías para la gestión
Capacidad de alojamiento.	Evaluar el nivel de integración de DER´S en el sistema de distribución	Maximizar la integración de recursos sin comprometer la estabilidad del sistema	Evaluar la estabilidad de tensión, corriente y frecuencia	% de DER´S instalados. Capacidad energética de DER´S desplegados	Variabilidad en generación. Costos de integración. Alta incertidumbre	AMI Controladores avanzados ML aplicado en predicción
Capacidad de respuesta de la red (resiliencia)	Reacción del sistema para controlar cambios en demanda y generación dentro del sistema	Asegurar la flexibilidad y estabilidad del sistema.	Optimizar la respuesta a contingencias y reducir tiempos de recuperación	Tiempo de respuesta	Limitaciones tecnológicas. Respuesta de la red Costos de automatización	Sistemas de automatización Realimentación Almacenamiento Automatización
Política regulatoria y normatividad	Normativas de incentivos para DERs, reglamentos de instalación y conexión, y límites de participación para evitar concentración de mercado y garantizar competitividad.	Facilitar la integración de múltiples actores del sistema de distribución, optimizando la estabilidad y sostenibilidad.	Establecer el entorno operativo, de financiación y de decisiones de inversión	Índices de incentivo, Número de prosumidores	Restricciones regulatorias Incentivos insuficientes	Políticas Incentivos Normas de integración Espejos en otras regiones
Estructura de costos y modelo de negocio	Estructura económica para la operación de la red y la participación de los actores	Asegurar la sostenibilidad económica del sistema	Influencia en adopción de tecnologías y forma de participación de usuario final	Costo/beneficio, retorno de inversión.	Variabilidad de costos. Propuesta de valor.	Análisis económico Modelos tarifarios dinámicos
Resiliencia	Índices de calidad del sistema de distribución.	Consolidar la calidad de la energía distribuida por el sistema	Evaluar condiciones mínimas de calidad de la energía.	SAIDI, SAIFI	Poca o nula infraestructura de medición. Tiempos altos de respuesta	Automatización Controladores

3.2 Parámetros de planeación propuestos para la integración de la demanda activa en el sistema de distribución.

Trabajos como [133], [136], [137], [138], proponen evaluar la integración de elementos clave para evolucionar el sistema de distribución desde solamente un vértice, el del impacto de la figura de prosumer en los aspectos técnicos del sistema de distribución. Sin embargo, la evaluación de la integración de demanda activa requiere una visión integral que considere no solo aspectos técnicos del sistema de distribución, sino también factores económicos, de operación y la participación del usuario. La combinación de los vértices mencionados en el Capítulo 1 referenciados en las 3D, con ejes socioeconómicos, ambientales, de infraestructura y en el Capítulo 2 con la metodología definida para integración de demanda activa, se proponen los siguientes parámetros que ofrecen un marco sistemático y cuantitativo para analizar cómo la integración de recursos energéticos distribuidos y el empoderamiento de los usuarios como prosumidores impacta el desempeño global del sistema.

- **Continuidad en el suministro.**

La continuidad en el suministro es un parámetro clásico, definido ampliamente en la literatura [139], [140], [141]. La integración de DER's y la capacidad de los usuarios de ser auto generadores e inyectar su energía a la red en cualquier momento puede generar impactos técnicos en tensión, corriente y frecuencia, lo que compromete la estabilidad y confiabilidad del sistema [142]. La incorporación de los índices de interrupción en la planificación del sistema eléctrico es importante en el contexto de digitalización, demanda activa y participación del prosumidor, ya que estos indicadores permiten evaluar la calidad del suministro en un entorno donde la generación distribuida y la automatización de la red modifican los patrones de operación. En [143] establece parámetros para la continuidad del servicio y su impacto en la remuneración de la distribución, lo que impulsa la adopción de tecnologías que mejoren la estabilidad de la red. La digitalización, mediante

infraestructura habilitadora permite detectar y gestionar interrupciones en tiempo real, reduciendo la duración y frecuencia de fallas. Además, la integración de prosumidores y DERs introduce nuevos desafíos en la gestión de la continuidad, ya que la red debe adaptarse dinámicamente a flujos bidireccionales de energía y condiciones de demanda cambiantes. A continuación, se definen los índices SAIDI y SAIFI.

Índice de Duración Promedio de Interrupción del Sistema (SAIDI): Este índice mide la duración total promedio de interrupciones por usuario en un periodo determinado. Es un indicador directo del impacto de la variabilidad en la generación y consumo sobre la estabilidad del sistema [143]. Un valor alto de SAIDI sugiere que la red no puede manejar adecuadamente las fluctuaciones de los prosumidores y DER´s. Se define mediante la Ecuación 1.

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^{N} d_i u_i}{N} \quad (1)$$

Donde:

d_i: Duración de las interrupciones para el usuario i (en horas).

u_i: Número de usuarios afectados por la interrupción i

N: Número de usuarios total del sistema.

Índice de Frecuencia de ocurrencia de Interrupción del Sistema (SAIFI)*:*

El SAIFI mide la frecuencia promedio de interrupciones por usuario en un periodo determinado y es un indicador clave en la evaluación de la calidad del servicio en redes de distribución. En el marco de [143], este índice se encuentra regulado para garantizar la continuidad del suministro, estableciendo estándares que los operadores deben cumplir en función de la confiabilidad de la red. En sistemas con alta penetración de DERs, la evaluación de SAIFI se torna más compleja, ya que la variabilidad en la generación puede afectar la estabilidad del sistema y generar interrupciones adicionales no contempladas en redes tradicionales. La inyección intermitente de energía, combinada con cambios en el comportamiento de los prosumidores, introduce fluctuaciones en la demanda y posibles desbalances en la red, lo que requiere mecanismos de control adecuados para evitar desviaciones en los niveles de calidad exigidos por la regulación.

Para reflejar estos efectos, se ajusta la ecuación de SAIFI incorporando los eventos de interrupción asociados a la generación distribuida y su impacto en la continuidad del suministro lo que se define en la Ecuación 2.

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^{N} U_i + \sum_{j=1}^{M} D_j}{N} \quad (2)$$

donde:

U_i, representa la cantidad de interrupciones convencionales por usuario
D_j, refleja las interrupciones asociadas a la inestabilidad en la generación de DERs en el nodo
M es el número total de nodos con generación distribuida,
N es el total de usuarios afectados.

Esta modificación permite que el SAIFI contemple no solo las fallas en la infraestructura tradicional, sino también aquellas relacionadas con la operación de los DERs, alineándose con las exigencias de la CREG 015 de 2018 en términos de calidad del servicio y continuidad del suministro. La regulación establece incentivos y penalizaciones para garantizar la confiabilidad de la red, por lo que el análisis de este índice en el contexto de digitalización y demanda activa es clave para la toma de decisiones en la planeación del sistema eléctrico.

Un valor alto de SAIDI indica que la duración promedio de las interrupciones del suministro es elevada, lo que puede estar asociado a la capacidad limitada de la red para gestionar variaciones en la generación y consumo, especialmente en un entorno con alta penetración de DERs y prosumidores. Aunque los sistemas de distribución tradicionales pueden presentar altos niveles de SAIDI y SAIFI sin la presencia de generación distribuida, la integración de fuentes intermitentes y flujos bidireccionales introduce nuevas dinámicas operativas que pueden influir en la continuidad del servicio. La digitalización y la automatización de la red permiten mitigar estos impactos mediante sistemas de monitoreo en tiempo real, respuesta adaptativa y esquemas de gestión inteligente de la demanda, reduciendo la vulnerabilidad ante eventos que podrían aumentar la duración y frecuencia de interrupciones. Sin estas herramientas, la red podría experimentar desbalances de voltaje, inestabilidad en la operación y tiempos de reconexión más largos, afectando

negativamente los indicadores de calidad del servicio y la integración eficiente de recursos distribuidos. En este contexto, la regulación debe establecer criterios específicos para evaluar la influencia de la digitalización y la gestión de DERs en la evolución de los índices de calidad, diferenciando los impactos observados en redes convencionales y en aquellas que avanzan hacia esquemas descentralizados con prosumidores activos.

- **Eficiencia Operativa en Redes con Demanda Activa y Prosumidores.**

La eficiencia operativa en redes con demanda activa y prosumidores se evalúa a partir de la capacidad del sistema para optimizar la gestión de la energía, minimizar pérdidas y reducir costos en un entorno donde la generación distribuida y la flexibilidad del consumo modifican las condiciones tradicionales de operación. La integración de DERs introduce variaciones en la estabilidad del sistema, lo que requiere indicadores que permitan medir su impacto en la continuidad del suministro y en la estructura de costos. Para ello, se presentan métricas que permiten cuantificar el desempeño del sistema en términos de participación de los usuarios, adaptabilidad tecnológica y viabilidad económica de la digitalización.

Entre los indicadores definidos, el Índice de Prosumer mide la contribución de los usuarios a la generación y gestión de la energía; el Índice de Demanda Activa evalúa la respuesta del sistema a los cambios en el consumo y la interacción con la red; el Costo Total de Implementación permite estimar la inversión requerida para la modernización del sistema y la incorporación de tecnologías habilitadoras; y el Índice de Adaptabilidad Tecnológica cuantifica la capacidad de la red para integrar soluciones digitales y automatización. La evaluación conjunta de estos parámetros proporciona una referencia para el análisis de desempeño en redes con alta penetración de generación distribuida, facilitando la toma de decisiones en la planificación y operación del sistema.

Índice de prosumer.

El índice de prosumer (IP) cuantifica la participación de los usuarios como agentes activos del sistema de distribución. El índice se muestra en la Ecuación 3. Refleja la capacidad de

los prosumidores para generar, consumir y exportar energía. Este índice es clave para evaluar el grado de autonomía energética y la dinámica del mercado de energía local de la red.

$$IP = \frac{\sum_{i=1}^{N}\left(\frac{E_i^{autoconsumida}+E_i^{exportada}}{E_i^{Consumida}}\right)}{N} \quad (3)$$

Donde

$E_i^{autoconsumida}$: Representa la energía generada por el prosumidor i que es consumida directamente en su propio punto de conexión, sin ser inyectada a la red.

$E_i^{exportada}$: Es la cantidad de energía generada por el prosumidor i que es inyectada a la red y utilizada por otros usuarios.

$E_i^{consumida}$: Corresponde al total de energía utilizada por el prosumidor i, incluyendo tanto la energía generada internamente como la energía tomada de la red de distribución.

N: Es el número total de prosumidores evaluados en el sistema.

La autonomía energética está relacionada con la capacidad de los usuarios para satisfacer su propia demanda mediante generación distribuida, minimizando su dependencia de la red. En este contexto, un IP alto indica que los prosumidores generan y auto consumen una proporción significativa de su energía, reduciendo la necesidad de importación desde el sistema de distribución y mejorando la estabilidad de la red en términos de carga. Por otro lado, un IP bajo refleja una menor capacidad de autosuficiencia, lo que implica una mayor dependencia del suministro externo y posibles impactos en la infraestructura de distribución, especialmente en escenarios de alta variabilidad en la demanda.

En cuanto a la dinámica del mercado local, el índice permite cuantificar la participación de los prosumidores en el flujo de energía dentro del sistema, ya sea auto consumiendo su generación o inyectando excedentes a la red. Un IP alto, con una proporción relevante de energía exportada, sugiere un entorno donde los prosumidores no solo satisfacen su propia demanda, sino que también contribuyen a la oferta de energía, lo que puede influir en la formación de precios y en la configuración de esquemas de comercialización de excedentes. En cambio, un IP bajo indica una menor integración de los prosumidores en

el intercambio energético, lo que puede limitar la diversificación de actores en el mercado local y reducir el impacto de los esquemas de gestión activa de la demanda. Al analizar estos factores, el índice proporciona información relevante para la planificación de redes inteligentes, facilitando la toma de decisiones sobre incentivos regulatorios, optimización del uso de infraestructura y estrategias de participación del usuario en sistemas de distribución digitalizados.

Índice de demanda activa IDA

El índice de demanda activa mide la capacidad del sistema para ajustar su consumo en función de señales externas, como precios dinámicos o necesidades de estabilidad de la red, se muestra en la Ecuación 4. Un alto grado de flexibilidad mejora la estabilidad y permite una mayor integración de recursos renovables o DER´s.

$$IDA = \frac{\Delta D_{ajustada}}{D_{base}} \tag{4}$$

Un valor alto de IDA sugiere que los usuarios responden activamente a las señales del sistema, mientras que un valor bajo indica una rigidez en la demanda.

Donde:

$\Delta D_{ajustada}$: Representa la cantidad de demanda modificada o desplazada en respuesta a una señal externa, medida en términos de reducción de consumo o cambios en el perfil de carga. Puede ser resultado de mecanismos de respuesta a la demanda, como programas de incentivos tarifarios o esquemas de flexibilidad del usuario.

D_{base}: Corresponde a la demanda inicial o de referencia antes de que se produzca el ajuste, reflejando el consumo habitual del sistema sin la intervención de estrategias de respuesta a la demanda.

Costo Total de Implementación (CTI)

El costo total de implementación evalúa la viabilidad económica de integrar la demanda activa. Considera los costos de inversión, operación y mantenimiento, así como cualquier incentivo disponible, se define mediante la Ecuación 5 [79]. Este criterio permite evaluar si la integración es sostenible a largo plazo.

$$CTI = C_{infra} + C_{ope} + C_{man} - B_{incentivo} \quad (5)$$

Donde:

C_{infra}: Costos asociados a la infraestructura

C_{man}: Costos asociados al mantenimiento

$B_{incentivos}$: Representa los incentivos económicos disponibles para la implementación de estrategias de demanda activa. Estos pueden incluir subsidios gubernamentales, beneficios tarifarios para la adopción de tecnologías inteligentes, compensaciones por la reducción de la demanda en momentos críticos o mecanismos de remuneración por flexibilidad en el mercado energético.

Índice de Adaptabilidad Tecnológica (IAT).

La adaptabilidad tecnológica como se muestra en la Ecuación 6 mide la capacidad del sistema para incorporar nuevas tecnologías sin incurrir en altos costos adicionales. Refleja la flexibilidad del sistema para evolucionar hacia un entorno más complejo y digitalizado [79].

$$IAT = \frac{\sum_{j=1}^{M}\left(\frac{T_j^{incorporada}}{T_j^{necesaria}}\right)}{M} \quad (6)$$

Donde:

$T_j^{incorporada}$: Cantidad de tecnología j que ya ha sido incorporada en la red.

$T_j^{incorporada}$: Cantidad de tecnología j necesaria para lograr una integración óptima de la demanda activa.
M: Número total de tecnologías habilitadoras consideradas en el sistema de distribución.

La norma IEEE 1547 [37], [144], [145], establece criterios y requisitos para la interconexión de recursos de generación distribuida con sistemas de energía eléctrica. Esta normativa proporciona un marco técnico que facilita la evaluación de la adaptabilidad de las redes eléctricas para integrar nuevas tecnologías, asegurando que la incorporación de DERs se realice de manera segura y eficiente. El IAT es una herramienta valiosa para medir la capacidad de las redes de distribución eléctrica para adaptarse a las demandas tecnológicas actuales y futuras, promoviendo una transición energética sostenible y eficiente. Para establecer una transición coherente entre la Sección 3.2: Eficiencia Operativa en Redes con Demanda Activa y Prosumidores y la siguiente sección sobre escenarios de digitalización, se introduce un análisis sobre la necesidad de evaluar distintos niveles de integración tecnológica y participación de los actores del sistema.

La evaluación de la eficiencia operativa en redes con demanda activa y prosumidores proporciona una base para analizar cómo la digitalización y la incorporación de DERs transforman la gestión de la energía en el sistema de distribución. Sin embargo, la implementación de estas tecnologías no ocurre de manera homogénea, sino que depende de distintos niveles de adopción, infraestructura habilitadora y marco regulatorio. Por ello, se requiere una caracterización de escenarios de digitalización, que permitan representar la evolución progresiva del sistema, desde configuraciones convencionales hasta esquemas altamente automatizados e interconectados. Estos escenarios buscan identificar cómo la integración de prosumidores, la flexibilidad de la demanda y la adaptabilidad tecnológica impactan la estabilidad, los costos y la viabilidad del sistema eléctrico, proporcionando referencias para la planificación y toma de decisiones estratégicas en el sector.

3.3 Escenarios de digitalización propuestos.

La integración de demanda activa en el sistema de distribución requiere analizar escenarios que reflejen niveles de digitalización, participación de prosumidores y penetración de DER´s. Cada escenario propuesto en esta investigación permite explorar condiciones bajo las cuales el sistema puede operar, desde condiciones mínimas de automatización-Smart hasta sistemas altamente digitalizados y descentralizados. La construcción de escenarios para la integración de la demanda activa en los sistemas de distribución eléctrica responde a la necesidad de evaluar distintos niveles de digitalización y control sobre la demanda, considerando factores tecnológicos, regulatorios y económicos.

En el modelo referencia no se incorpora el uso de técnicas de aprendizaje profundo (DL) ni arquitecturas específicas como redes neuronales convolucionales (CNN) o recurrentes (RNN). Esta decisión responde a que el objetivo principal del modelo es la optimización multiobjetivo de la gestión de demanda activa mediante técnicas metaheurísticas, donde la complejidad y los requisitos computacionales de DL no aportan ventajas sustanciales frente a la naturaleza del problema planteado. Además, las condiciones del caso de estudio —particularmente el volumen y granularidad de los datos disponibles— no justifican la implementación de modelos de DL, que requieren grandes volúmenes de datos y entrenamiento intensivo para ofrecer mejoras significativas.

En consecuencia, se priorizaron metodologías más ligeras y adaptables al entorno de simulación propuesto, centradas en la optimización y control no lineal, junto con el uso de técnicas convencionales de procesamiento de datos para garantizar la viabilidad y reproducibilidad del modelo en contextos con recursos limitados. Este proceso se basa en la caracterización del sistema de distribución, la identificación de variables clave y la formulación de estrategias de optimización, como lo muestra la metodología propuesta en el Capítulo 2. Se definen tres escenarios que representan distintos grados de supervisión y gestión de la demanda: un escenario *pasivo* sin digitalización, un escenario *con supervisión avanzada* y un escenario con *control activo*. Cada uno de estos permite

analizar el impacto de la digitalización en la eficiencia operativa, la estabilidad del sistema y los costos asociados.

Los futuros posibles consideran una amplia gama de transformaciones en la gestión de la demanda activa, desde la implementación gradual de sistemas inteligentes hasta la automatización total de la distribución de energía mediante tecnologías digitales avanzadas. La factibilidad de cada escenario depende de la evolución de la infraestructura tecnológica, la interoperabilidad de los sistemas, la regulación energética y la inversión en modernización de la red. Como lo muestra la Sección 2.3, los futuros deseables incluyen una transición hacia redes eléctricas más resilientes, descentralizadas y eficientes, con integración de modelos transaccionales y participación de los usuarios. La incorporación de estrategias de respuesta a la demanda optimizadas permitiría mejorar la gestión de recursos energéticos distribuidos y garantizar la seguridad del suministro [118], [146].

Las tendencias tecnológicas y regulatorias determinan la viabilidad de la implementación de estos escenarios. La digitalización de la red, el uso de medidores inteligentes, la adopción de infraestructura habilitadora y el desarrollo de plataformas transaccionales redefinen la relación entre generación y consumo. La regulación orientada a incentivar la gestión activa de la demanda y la flexibilidad del sistema eléctrico impacta directamente en la transición hacia estos nuevos modelos [118]. En un escenario sin digitalización, la operación del sistema de distribución se mantiene en un esquema centralizado con altos costos operativos y limitaciones en la integración de energías renovables. En un escenario con supervisión avanzada, se mejora la planificación operativa mediante el acceso a datos en tiempo real, aunque la toma de decisiones sigue dependiendo de los operadores centralizados. En un escenario con control activo, la automatización de la gestión de la demanda permite transacciones dinámicas entre usuarios y operadores, optimizando el uso de la energía y reduciendo costos. La evaluación de estos escenarios permite determinar el impacto de la digitalización en la eficiencia y sostenibilidad del sistema de distribución. La transición hacia modelos con mayor integración de tecnologías digitales requiere inversiones en infraestructura, adecuaciones regulatorias y estrategias de interoperabilidad para garantizar la estabilidad de la red y la seguridad del suministro [124], [125], [147], [148]. La implementación progresiva de estrategias de monitoreo y control de la demanda activa facilita la optimización del sistema eléctrico y la transición hacia un modelo energético más dinámico y adaptable a las necesidades del mercado y los

consumidores. La Tabla 2 brinda un esquema de la definición de los escenarios e identifica elementos clave de cada uno.

Tabla 2. Definición e identificación de elementos clave de cada uno de los escenarios propuestos. Fuente: Autor.

Escenario	Descripción	Objetivo	Características clave
Escenario 0	Representa un sistema sin integración digital. No hay monitoreo ni control avanzado. Las decisiones se toman de forma estática y no se consideran dinámicas del sistema.	Operar el sistema con los mínimos recursos posibles, priorizando bajos costos y una infraestructura básica sin digitalización.	- Operación básica del sistema.
			- Suministro de energía principalmente desde la red.
			- Generación mínima de fuentes renovables y almacenamiento.
			- Sin monitoreo o control.
Escenario 1	Implementación de monitoreo básico que permite la recolección de datos de generación, demanda y almacenamiento. Aún no se dispone de control dinámico ni decisiones en tiempo real.	Facilitar la toma de decisiones futuras a través de la recopilación de datos. Mejorar la visibilidad del sistema de distribución.	- Recolección básica de datos.
			- Supervisión de generación, demanda y almacenamiento.
			- Sin control activo ni incentivos.
			- Preparación para escenarios más avanzados.
Escenario 2	Incluye monitoreo avanzado y control dinámico. La demanda activa es una variable de decisión ajustada mediante incentivos y señales en tiempo real.	Minimizar costos, penalizaciones y maximizar beneficios a través de optimización dinámica y ajustes con base en datos en tiempo real.	- Monitoreo avanzado y control dinámico.
			- Normativa de uso de incentivos para gestión de la demanda.
			- Integración de generación solar, eólica, baterías y red.
			- Optimización multiobjetivo

Los escenarios propuestos brindan un marco para evaluar como varían los criterios de desempeño y estabilidad en función de los niveles de la integración de infraestructura habilitadora y participación de los usuarios [79], [149]. En el Escenario 0, se establece una base de referencia donde el sistema opera con un enfoque tradicional, sin integración digital. Este escenario resalta las limitaciones de los sistemas clásicos [150], [151], donde las decisiones se toman sin considerar datos dinámicos o monitoreo en tiempo real, lo que conduce a una dependencia predominante de la red eléctrica convencional y una mínima integración de fuentes renovables. Su contribución principal radica en ofrecer un punto de comparación que permita cuantificar los beneficios de incorporar capacidades digitales y de control en los escenarios más avanzados [24].

Por otro lado, los Escenarios 1 y 2 muestran una transición hacia sistemas más inteligentes y adaptativos. El Escenario 1 introduce un monitoreo básico que permite recolectar datos de generación, demanda y almacenamiento, mejorando la visibilidad y el entendimiento del sistema, aunque sin aplicar ajustes dinámicos. Este escenario sienta las bases para una digitalización futura al facilitar la toma de decisiones basada en datos.

Finalmente, el Escenario 2 representa el estado más avanzado, integrando monitoreo avanzado y control dinámico, donde la demanda activa se convierte en una variable ajustable mediante incentivos. Este escenario maximiza los beneficios mediante una optimización multiobjetivo que minimiza costos, penalizaciones y promueve el uso eficiente de recursos renovables, baterías y la red. En conjunto, estos escenarios destacan cómo la integración progresiva de capacidades digitales puede transformar los sistemas de distribución hacia modelos más sostenibles y eficientes. A continuación, se presentan las estrategias de implementación y adaptación.

3.4 Variables Estratégicas del Modelo

El modelo desarrollado para la integración de la demanda activa en sistemas de distribución eléctrica considera una serie de variables estratégicas cuya selección y priorización están orientadas a garantizar la eficiencia operativa, la optimización de recursos y la adaptabilidad a distintos niveles de digitalización. Estas variables permiten evaluar la transición desde un sistema convencional hasta un esquema con capacidades avanzadas de supervisión y control de la demanda.

Las variables estratégicas del modelo se clasifican en cuatro categorías, las cuales abarcan aspectos tecnológicos, energéticos, económicos y regulatorios. La inclusión de estas variables responde a la necesidad de estructurar un modelo que permita analizar el impacto de la digitalización en la gestión de la demanda activa y su integración con fuentes de energía renovable.

Infraestructura Digital y Tecnológica

Esta categoría agrupa las variables que determinan la capacidad del sistema para procesar información en tiempo real y ejecutar acciones automatizadas sobre la demanda activa. La

digitalización del sistema de distribución depende de la implementación de tecnologías que faciliten la interacción entre consumidores, prosumidores y operadores de red. Dentro de esta categoría se incluyen:

-Capacidad de monitoreo en tiempo real: Permite la recolección y procesamiento de datos de consumo y generación distribuida, facilitando la toma de decisiones basada en información precisa.

-Implementación de medidores inteligentes: Habilita la medición granular de la demanda y la generación, proporcionando datos detallados para la optimización del sistema.

-Interoperabilidad con sistemas de gestión de energía: Garantiza la integración de diferentes componentes digitales para la supervisión y control de la demanda.

Factores Energéticos y Operativos

Los aspectos técnicos relacionados con la gestión de la demanda y la generación distribuida tienen un impacto directo en la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico. La caracterización de estas variables permite evaluar la viabilidad de la respuesta a la demanda en distintos escenarios de digitalización.

Las variables dentro de esta categoría son:

-Generación distribuida disponible: Considera la capacidad instalada de fuentes renovables (solar, eólica y almacenamiento) y su contribución al balance energético del sistema.

- **Respuesta de la demanda a señales de precio**: Evalúa la capacidad de los consumidores y prosumidores para ajustar su consumo en función de incentivos económicos.

-Continuidad del suministro energético: Analiza la resiliencia del sistema ante fluctuaciones en la generación y variaciones en la demanda activa.

Aspectos Económicos y de Optimización

La optimización del sistema eléctrico se basa en la reducción de costos y en la maximización de la eficiencia energética. En este sentido, la modelación del sistema de distribución debe considerar variables económicas que influyen en la toma de decisiones. Las principales variables de esta categoría son:

- **Minimización de costos operativos y de penalización**: Busca reducir los costos asociados al suministro de energía y las posibles penalizaciones derivadas de desviaciones en la gestión de la demanda.

- **Estrategias de incentivos para prosumidores:** Analiza el impacto de políticas de incentivos en la participación activa de los usuarios dentro del mercado eléctrico.

- **Costos de implementación de digitalización**: Considera la inversión requerida para la adopción de tecnologías que permitan mejorar la supervisión y el control de la demanda activa.

La priorización de variables dentro del modelo se realiza mediante un enfoque multicriterio que considera el impacto de cada variable en el desempeño del sistema. Los criterios utilizados para la priorización incluyen:

- *Influencia en la eficiencia operativa*: Se identifican las variables que afectan la estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico.
- *Viabilidad tecnológica*: Se evalúa la factibilidad de implementación de cada variable y su grado de compatibilidad con los sistemas de gestión energética.
- *Relevancia económica*: Se analizan las variables que contribuyen a la reducción de costos y a la optimización del sistema.
- *Adaptabilidad al marco regulatorio:* Se priorizan las variables que permiten la alineación con las políticas energéticas y la regulación del mercado eléctrico.

A partir de este análisis, se establece un orden de relevancia para la implementación de las variables dentro del modelo. En los primeros niveles de digitalización, la prioridad se centra en la supervisión básica de la demanda y la integración de generación distribuida. A medida que el sistema avanza hacia escenarios con mayor grado de digitalización, se

incorporan estrategias de control dinámico, optimización de costos y participación de los consumidores en la gestión del sistema energético.

3.5 Estrategias de implementación y adaptación

En esta sección se proponen estrategias de implementación y adaptación de la integración de demanda activa dentro del sistema de distribución, divididas en corto, mediano y largo plazo, cada una de las cuales responde a las necesidades y característica de los escenarios definidos en la sección anterior. A través de estas estrategias propuestas se busca establecer un camino para la adopción gradual de tecnologías y políticas que maximicen la participación de los prosumidores optimicen la operación del sistema y fomenten un sistema de distribución dinámico y participativo.

- **Estrategias a Corto Plazo: Implementación de Monitoreo y Control Básico.**

En el corto plazo, la prioridad es establecer las bases para la digitalización del sistema mediante la instalación de tecnologías de monitoreo y control que permitan una supervisión en tiempo real de la demanda y la generación distribuida. Estas acciones iniciales proporcionan visibilidad sobre las condiciones operativas de la red y sientan los cimientos para una futura integración de prosumidores y gestión activa de la demanda.

Objetivos a Corto Plazo:

- Implementar sistemas básicos AMI y sensores en puntos críticos de la red para medir el consumo y generación en tiempo real.
- Introducir un sistema de control básico que permita a los operadores realizar ajustes en la red en respuesta a cambios de demanda o generación.
- Crear programas iniciales de respuesta a la demanda que incentiven a los usuarios a reducir su consumo en momentos de alta demanda.

Acciones Específicas:

- Desplegar infraestructura básica de comunicaciones y control.
- Capacitar al personal operativo en el uso de sistemas de monitoreo.
- Evaluar los primeros datos de respuesta a la demanda y ajustar los incentivos según los resultados.

Variables por controlar

- Consumo de energía, Generación distribuida, Tasa de Autoconsumo, Fluctuaciones de carga.
- Tiempo de respuesta, Reducción de consumo, Participación de usuarios en demanda activa.

- **Estrategias a Mediano Plazo: Integración de Prosumidores y Adaptación de Políticas.**

El horizonte a mediano plazo está enfocado en la integración de los prosumidores y en la adaptación de las políticas regulatorias y tarifarias para facilitar su participación. En esta etapa, el sistema debe contar con la infraestructura necesaria para permitir que los usuarios generen, consuman y comercialicen su propia energía, contribuyendo así a la estabilidad y flexibilidad del sistema.

Objetivos a Mediano Plazo:

- Habilitar la participación de prosumidores mediante programas de incentivos y tarifas dinámicas.
- Ampliar la infraestructura de monitoreo y control para cubrir una mayor proporción de la red, facilitando la integración de generación distribuida.
- Establecer políticas que favorezcan la generación distribuida y la transacción de energía entre pares (P2P).

Acciones Específicas:

- Desarrollar esquemas de incentivos para la instalación de sistemas de generación distribuida.
- Introducir plataformas de gestión de demanda que permitan a los usuarios controlar su consumo en respuesta a precios dinámicos.
- Adaptar la regulación local para que sea compatible con la operación de prosumidores, incluyendo tarifas de interconexión y estándares de calidad de servicio.

Variables por controlar

- Generación y consumo de prosumidores, Tasa de autoconsumo, Energía exportada a la red.
- Participación en programas de incentivos, Adopción de tarifas dinámicas, Cantidad de usuarios activos en transacciones P2P.
- Capacidad de la red para integrar generación distribuida, Expansión de infraestructura de monitoreo y control.
- Evolución de la regulación sobre prosumidores, Impacto de nuevas tarifas e incentivos en la demanda y oferta de energía.

- **Estrategias a Largo Plazo: Evolución hacia un Sistema Transactivo con Gestión Descentralizada.**

A largo plazo, el objetivo es evolucionar hacia un sistema transactivo completamente descentralizado, en el cual los usuarios, los DER´s y el operador de red interactúan de manera autónoma a través de un mercado de energía digitalizado. Este sistema se caracteriza por la integración avanzada de tecnologías habilitadoras como Blockchain, IoT e IA, permitiendo una gestión óptima de los recursos y transacciones energéticas [24].

Objetivos a Largo Plazo:

- Desarrollar un mercado de energía transactivo que permita a los usuarios comprar y vender energía de manera autónoma.
- Implementar una gestión descentralizada de la red utilizando tecnologías como Blockchain para asegurar la transparencia y seguridad de las transacciones.
- Optimizar el sistema de distribución mediante el uso de inteligencia artificial para predecir patrones de consumo y generación, ajustando dinámicamente los precios y las condiciones de la red.

Acciones Específicas:

- Desarrollar una plataforma digital para la gestión y transacción P2P, facilitada por contratos inteligentes y tecnología Blockchain.
- Integrar sistemas de inteligencia artificial y aprendizaje automático que permitan una gestión predictiva de la demanda y la generación distribuida.
- Fomentar la colaboración entre actores clave (reguladores, empresas de tecnología y usuarios) para consolidar un marco normativo que soporte el mercado transactivo.

Variables por controlar

- Volumen de transacciones de energía P2P, Participación de usuarios en el mercado transactivo, Precios dinámicos y señales de ajuste de demanda.
- Integración de Blockchain en transacciones energéticas, Transparencia y seguridad en contratos inteligentes, Latencia en procesamiento de operaciones.
- Precisión de modelos de IA en predicción de demanda y generación, Ajustes dinámicos de tarifas y condiciones de red.
- Interoperabilidad entre actores del mercado, Adaptabilidad del marco normativo a la descentralización y digitalización del sistema.

La integración de estrategias de digitalización y demanda activa en los sistemas de distribución eléctrica plantea un cambio progresivo en la estructura operativa y regulatoria de la red. En el corto plazo, se establecen los primeros mecanismos de monitoreo y control para permitir la supervisión en tiempo real de la demanda y la generación distribuida,

asegurando que los prosumidores comprendan su papel en la red. La educación del usuario en esta fase es clave para la adopción efectiva de tecnologías habilitadoras, evitando barreras en la transición hacia modelos más avanzados. A medida que estas estrategias evolucionan, se plantea un enfoque más descentralizado, donde la integración de microrredes inteligentes y mercados transaccionales se convierten en elementos centrales para la operación eficiente del sistema [152], [153].

A largo plazo, la transición hacia un sistema transactivo implica no solo la optimización de la infraestructura eléctrica, sino también la consolidación de un marco regulatorio que permita la masificación de la generación distribuida y la gestión autónoma de la energía por parte de los usuarios. Se asume que la interoperabilidad entre sistemas y plataformas ha sido superada, permitiendo una integración fluida entre los actores del sector energético [142]. Además, la ciberseguridad se convierte en un eje estratégico dentro del modelo descentralizado, ya que la automatización y digitalización de las transacciones energéticas requieren la implementación de tecnologías robustas como Blockchain y algoritmos de inteligencia artificial para garantizar la integridad y trazabilidad del mercado. En este escenario, la operación por islas y la expansión de microrredes inteligentes se presentan como soluciones viables para mejorar la resiliencia y flexibilidad de la red, asegurando la estabilidad del suministro en condiciones de alta penetración de generación distribuida.

La masificación de estos sistemas transaccionales supone la superación de desafíos técnicos y regulatorios, permitiendo que el sector eléctrico evolucione hacia un ecosistema más autónomo, seguro y eficiente. El modelo propuesto considera una visión heurística adaptada a contextos de países en desarrollo, donde la implementación de estrategias de digitalización debe alinearse con la disponibilidad de infraestructura, la evolución de la regulación y la participación de los usuarios [24].

3.6 Formalización de los escenarios propuestos.

La construcción del modelo de integración de demanda activa en sistemas de distribución eléctrica requiere una formulación matemática que permita representar con precisión las interacciones entre los distintos elementos del sistema, considerando las variables

estratégicas y los niveles de digitalización definidos en los escenarios [118]. A partir de la caracterización previa y la definición de los tres escenarios de digitalización, se establecen las ecuaciones que regulan el comportamiento del sistema en cada caso, garantizando una representación estructurada de los procesos de monitoreo, control y optimización, lo cual se ahondara en el capítulo 4 a detalle.

Cada uno de los escenarios propuestos responde a una estrategia progresiva de integración de tecnologías y digitalización del sistema de distribución. En el Escenario 0 (Pasivo), la formulación se basa en la operación convencional del sistema, sin mecanismos de control dinámico ni optimización activa. El Escenario 1 (Monitoreo) introduce variables de observabilidad mediante el uso de tecnologías digitales que permiten la recopilación de datos en tiempo real, mejorando la supervisión de la demanda y la generación distribuida. Finalmente, el Escenario 2 (Monitoreo y Control) implementa estrategias de optimización multiobjetivo, donde se integran técnicas de modelado dinámico que consideran costos operacionales, penalizaciones y estrategias de control basadas en datos históricos y predicción.

La Tabla 3 muestra los escenarios, los supuestos en el modelo de cada uno y las variables que lo conforman. Esta tabla permite visualizar la evolución de los modelos propuestos a través de los tres escenarios, evidenciando el incremento en la integración de tecnologías digitales, la optimización del uso de recursos y la capacidad de respuesta activa de la demanda. A medida que el sistema avanza desde el Escenario 0 hacia el Escenario 2, se incorporan herramientas avanzadas de monitoreo, control y optimización que permiten una gestión eficiente de la red de distribución y una mayor integración de fuentes renovables y almacenamiento energético.

Tabla 3. Variables y supuestos en cada Escenario.

Escenario	Supuestos del modelo						Variables de entrada											
							Demanda y generación				Infraestructura y Tecnología		Mercado y costos			Variables de optimización		
	Tipo de operación	**Gestión de la demanda**	**Nivel de automatización**	**Generación distribuida**	**Respuesta de la demanda**	**Costos considerados**	**Demanda total del sistema**	**Generación solar**	**Generación eólica**	**Capacidad de baterías**	**Disponibilidad de medidores inteligentes**	**Estrategia de control**	**Precio de la energía**	**Penalización por sobrecarga**	**Costo de operación**	**Función objetivo**	**Restricciones técnicas**	**Estrategias de control**
Escenario 0: Pasivo	Sistema de distribución convencional sin herramientas digitales avanzadas.	No existe respuesta activa a la demanda.	No hay digitalización en la operación del sistema.	Mínima integración de fuentes renovables.	No hay mecanismos de ajuste dinámico.	Solo costos de operación convencionales.	Consumo energético histórico sin ajustes.	Capacidad instalada sin gestión activa.	Generación eólica conectada sin priorización.	No se consideran baterías en la operación.	No se utilizan dispositivos de medición avanzada.	Operación sin ajustes dinámicos.	Se asume tarifa fija sin ajustes dinámicos.	No se considera penalización por desbalances de carga.	Costos fijos de operación y mantenimiento.	No hay optimización, solo simulación del sistema pasivo.	Solo se consideran restricciones físicas del sistema.	No se aplican estrategias de control.
Escenario 1: Monitoreo	Introducción de infraestructura de medición inteligente para supervisión de la demanda.	Se habilita la supervisión en tiempo real pero sin ajustes dinámicos.	Se utilizan herramientas digitales para la medición y análisis de datos.	Integración de generación distribuida con monitoreo de producción.	Se analiza la demanda activa, pero sin intervención sobre su comportamiento.	Costos de operación y mantenimiento con análisis de eficiencia.	Supervisión de patrones de consumo en tiempo real.	Medición en tiempo real de generación solar.	Monitoreo en tiempo real de producción eólica.	Se registra el estado de carga, pero sin gestión activa.	Implementación de medidores inteligentes para supervisión.	Supervisión sin intervención en la operación.	Registro de variaciones tarifarias para análisis de consumo.	Evaluación de impacto de sobrecarga, pero sin ajustes.	Evaluación de costos basada en supervisión.	Evaluación de impacto del monitoreo sin intervención.	Se incluyen restricciones operativas de generación y almacenamiento.	Monitoreo sin ajuste de consumo.
Escenario 2: Monitoreo y Control	Implementación de un sistema de gestión con toma de decisiones automatizada.	Se implementan estrategias de control dinámico para la gestión de la demanda.	Se aplican estrategias avanzadas de optimización y respuesta activa a la demanda.	Optimización del uso de generación distribuida, almacenamiento y demanda flexible.	Se ajusta la demanda en función de señales de precio y condiciones de la red.	Costos de operación, mantenimiento, penalizaciones y optimización de costos energéticos.	Ajuste dinámico de la demanda basado en estrategias de optimización.	Optimización del uso de generación solar para reducción de costos.	Control dinámico para maximizar el uso de generación eólica.	Se optimiza la carga y descarga para minimizar costos energéticos.	Medición avanzada con control dinámico de consumo y generación.	Control activo basado en optimización multiobjetivo.	Gestión dinámica de la demanda en función de señales de precio.	Penalización por desbalances de demanda y desviaciones de generación.	Optimización de costos considerando generación, almacenamiento y respuesta de la demanda.	Optimización multiobjetivo para minimizar costos y maximizar eficiencia.	Restricciones de seguridad, estabilidad y eficiencia en el suministro.	Control dinámico basado en optimización y estrategias de mercado energético.

El desarrollo matemático del modelo se fundamenta en la interacción entre las variables de generación, almacenamiento y demanda, estableciendo un marco de optimización que permite evaluar la eficiencia operativa del sistema en distintos niveles de digitalización. Para garantizar la coherencia del análisis, se incorporan restricciones técnicas y económicas que regulan el comportamiento del sistema, asegurando que las soluciones propuestas sean viables tanto desde el punto de vista operativo como financiero. La formulación de las ecuaciones permite cuantificar el impacto de los escenarios en la gestión de la red, proporcionando una base objetiva para la comparación de los resultados obtenidos en cada configuración modelada.

En el siguiente capitulo, se presenta la aplicación del modelo en un caso de estudio, donde se validan los supuestos definidos y se examina el desempeño del sistema bajo diferentes condiciones de operación. Se establecen las métricas de desempeño utilizadas para evaluar los escenarios, considerando indicadores clave como los costos operativos, la eficiencia en la gestión de recursos distribuidos y la estabilidad del sistema. Además, se detallan las ecuaciones que describen el comportamiento del modelo en cada escenario, permitiendo visualizar cómo la integración progresiva de tecnologías digitales y estrategias de optimización influye en la toma de decisiones energéticas.

El estudio de caso proporciona un contexto realista para la implementación del modelo, permitiendo no solo verificar su aplicabilidad, sino también analizar las limitaciones y beneficios de cada escenario en términos de digitalización y gestión de la demanda. A partir de los resultados obtenidos, se realiza un análisis comparativo que evidencia las diferencias operativas y económicas entre los escenarios modelados, destacando la evolución del sistema desde una gestión convencional hasta un entorno digitalizado con capacidad de respuesta dinámica.

Capítulo 4. Desarrollo e Implementación del Modelo de Referencia.

Este capítulo presenta el desarrollo y aplicación en un estudio de caso, de modelos que representan escenarios de digitalización para integrar la demanda activa en sistemas de distribución eléctrica, abordando el desafío de transformar redes tradicionales en sistemas inteligentes. Este modelo, estructurado en tres escenarios progresivos, evalúa diferentes niveles de digitalización, desde la supervisión básica hasta la toma de decisiones avanzada basada en datos. Cada escenario se fundamenta en formulaciones matemáticas que minimizan costos y penalizaciones, maximizando la integración de fuentes renovables.

4.1 Modelo para integración de demanda activa bajo escenarios de digitalización en sistemas de distribución usando técnicas metaheurísticas.

En la integración de demanda activa dentro del sistema de distribución, con la inserción de figuras como Generación Distribuida, prosumer, IoT y decisiones basadas en datos, los modelos clásicos de planeación del sistema [154], [155], [156] presentan desafíos. Dado que no son lo suficientemente robustos para capturar la no-linealidad de la integración de recursos renovables variables como sol y viento, tratar datos de usuarios y tomar decisiones en base a futuros deseados. Los elementos anteriores llevan a pensar en herramientas que permitan establecer relaciones entre variables y procesos involucrados en la evolución del sistema de distribución de clásico a transactivo, con seguimiento e integración de la demanda.

De forma general, autores como [6], [131], [157] consideran modelos de optimización soportados bajo técnicas Metaheurísticas como una alternativa para abordar la integración de elementos de alta variabilidad, activos, no lineales, modulares y en el que se deben tener en cuenta características propias de agentes externos en la planeación del sistema de distribución. Los trabajos encontrados en la literatura justifican el uso de modelos de optimización, para evaluar y analizar la sensibilidad en la integración de los recursos y agentes que se agregan al sistema de distribución, específicamente la evaluación de la variable costo. La variable costo [6], [131], se trabaja y evalúa dado que se busca que el sistema sea de tipo *transactivo* y esta definición tiene sentido solamente cuando se trabaja interacciones entre usuarios y el costo de electricidad asociado a cada uno.

En este caso particular, el modelo propuesto surge de la aplicación de la metodología específicamente en la fase 2 y fase 3, identificación de las relaciones en la integración de DER´s y demanda activa y la definición de escenarios. Al indagar sobre las interacciones de variables para integración de demanda activa se hace necesario contar con una forma de cuantificación y evaluación de la integración de demanda activa a fin de poder integrar DER´s, GD y prosumers en el horizonte de tiempo relación directa y necesaria para

expandir los horizontes de planeación del sistema de distribución y gestión del usuario final. En la Tabla 4 se muestran antecedentes del uso de modelos de optimización en la integración de demanda activa bajo técnicas metaheurísticas.

Las técnicas metaheurísticas han demostrado ser herramientas eficientes para la optimización de la integración de la demanda activa en sistemas de distribución con DERs. Estas metodologías permiten abordar problemas con múltiples restricciones y objetivos, facilitando la gestión de la flexibilidad, la digitalización y la participación de los prosumidores. La Tabla 4 presenta una comparación de modelos que emplean diferentes enfoques de optimización, resaltando el uso de variables clave como la digitalización, los costos operativos y la incorporación de aprendizaje automático para la gestión del sistema.

Los métodos de optimización en la tabla incluyen enfoques determinísticos como MILP y MINLP, junto con técnicas evolutivas y de inteligencia de enjambre como Algoritmos Genéticos, PSO y Optimización por Colonia de Hormigas. Mientras que los modelos basados en MILP y MINLP logran soluciones óptimas en problemas estructurados, las metaheurísticas ofrecen soluciones factibles en tiempos computacionales menores, lo que facilita la optimización de redes de distribución con alta penetración de generación distribuida y vehículos eléctricos [83], [158], [159].

Tabla 4. Comparación de modelos para integración de demanda activa en el sistema de distribución. Fuente Propia.

Ref.	Técnica de optimización	Manejo de variables a integrar							
		DER´S	GD	Prosumer	Vehículos eléctricos	Demanda activa	Costos Mantenimiento	Digitalización	Uso de técnicas ML y/o DL
[160]	MILP	si	Si	si	Si	si	si	si	si
[161]	Algoritmos genéticos	Si	Si	si	No	Si	Si	Si	No
[162]	Optimización multiobjetivo	si	Si	si	Si	si	si	si	si
[163]	Optimización por enjambre de partículas	Si	Si	Si	Si	No	No	No	Si

[164]	Recocido + SWARM	si	Si	No	No	No	No	SI	Si
[165]	Algoritmo Genético re configurado	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
[166]	Inteligencia de enjambre	Si	Si	No	No	Si	No	Si	Si
[167]	Optimización por colonia de hormigas	Si	Si	SI	Si	No	SI	No	Si
[168]	Optimización estocástica	Si	Si	Si	No	No	No	Si	No
[169]	MINLP	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si

Los estudios de caso muestran que la combinación de técnicas heurísticas con herramientas de inteligencia artificial mejora la capacidad de predicción y toma de decisiones en sistemas de distribución digitalizados. La hibridación de métodos como recocido simulado con PSO permite mejorar la convergencia de soluciones en problemas multiobjetivo, mientras que la incorporación de redes neuronales profundas y ML optimiza la predicción de la demanda y la respuesta de los usuarios a señales del sistema [170]. Estos enfoques favorecen la integración de modelos transaccionales de energía, donde la digitalización y la automatización permiten gestionar dinámicamente la asignación de recursos.

En este trabajo, la expresión "técnicas metaheurísticas" hace referencia a la aplicación de un enfoque de optimización multiobjetivo, mediante el cual se busca equilibrar múltiples criterios en el proceso de planificación operativa de un sistema de distribución con participación de demanda activa. La formulación considera restricciones técnicas del sistema y variables de control que permiten representar el comportamiento de distintos escenarios de digitalización. La estructura propuesta incorpora un modelo no lineal que permite resolver el problema de optimización bajo condiciones dinámicas y con múltiples objetivos simultáneos.

Complementariamente, la demanda fue modelada mediante una ecuación diferencial no lineal, con el fin de representar su evolución temporal e interacción con el sistema. Este modelo fue integrado al esquema de optimización, permitiendo establecer mecanismos de control indirecto que ajustan las decisiones del sistema en función del comportamiento proyectado de los usuarios. De esta manera, la propuesta no se basa en la comparación entre diversas técnicas metaheurísticas, sino en el desarrollo e implementación de una solución específica orientada al manejo simultáneo de múltiples objetivos bajo un esquema de digitalización progresiva.

El análisis de los modelos de optimización evidencia que la selección de técnicas de optimización depende del grado de digitalización de la red y de la necesidad de gestionar variaciones en el consumo y la generación distribuida [171], [172]. Los métodos que integran la gestión de costos, mantenimiento y digitalización tienden a requerir estrategias híbridas que combinan heurísticas con algoritmos de predicción para mejorar la adaptabilidad del sistema.

Los trabajos citados en la tabla muestran que la integración de herramientas de optimización en la gestión de la demanda activa es importante en escenarios de digitalización dentro del sistema de distribución de energía, ya que permite:

1. Mejorar la eficiencia operativa.
2. Maximizar el uso de recursos renovables.
3. Aumentar la resiliencia y flexibilidad del sistema.

Las técnicas de optimización facilitan la integración efectiva de DER´s, GD y prosumidores, mientras optimizan la participación de vehículos eléctricos, usuarios activos y sistemas de almacenamiento de energía [8]. La elección de la técnica o técnicas de solución pasa por el manejo a la respuesta de trabajar con múltiples variables de los actores en la integración, además debe dar respuestas a la demanda mediante la implementación de contratos inteligentes y sistemas de monitoreo avanzado, asegurando respuestas estables y eficientes. En la siguiente sección se muestra la estructura del modelo, en consonancia a la metodología, por fases y funcionalidad aplicada sobre el sistema de distribución con el fin de integrar eficientemente demanda activa.

- **Fase de caracterización del Sistema de distribución.**

El modelo propuesto está conformado por varias fases. En la primera fase la caracterización del sistema se realiza mediante análisis de datos con múltiples componentes, como tipo de usuario, infraestructura instalada, generación distribuida y fuentes energéticas renovables y no renovables. Con la caracterización se obtienen métricas clave para identificar áreas como participación de los usuarios y si pudiera proyectarse como prosumidores, además de costos asociados y participación final. El sistema de distribución de energía está compuesto por diferentes elementos de infraestructura eléctrica que condicionan su operación, confiabilidad y capacidad para integrar recursos energéticos distribuidos (DERs) [118].

La caracterización del sistema de distribución presentada en este trabajo corresponde a la Fase 1 de la metodología ilustrada en la Figura 2.8, donde se analizan los elementos clave para la integración de la demanda activa y los DERs. Siguiendo los lineamientos de la norma IEEE 1547 [37], el enfoque se centra en la evaluación de la infraestructura habilitante para GD, la integración de DERs y el comportamiento de la demanda. Si bien la infraestructura física, como transformadores, protecciones eléctricas y conductores, es un componente esencial para la operación del sistema, el análisis en esta fase se orienta a comprender cómo la generación distribuida y la digitalización pueden influir en la flexibilidad y estabilidad de la red. Se consideran métricas como el grado de participación de los prosumidores, el estado de integración de generación distribuida y la infraestructura habilitante para el monitoreo y control, asegurando una caracterización alineada con escenarios de digitalización y gestión activa de la demanda.

A continuación, se definen las ecuaciones de la etapa de caracterización del sistema de distribución.

1. Porcentaje de Prosumidores

El porcentaje de prosumidores respecto al total de usuarios es clave para entender la participación de los consumidores. Se define mediante la Ecuación 7.

$$\%_{prosumidores} = \frac{N_{prosumidores}}{N_{usuarios\ totales}} X100 \qquad (7)$$

La ecuación anterior constituye un elemento de caracterización del sistema. Su propósito es cuantificar la proporción de usuarios que adoptan un rol activo en la generación y consumo de energía, proporcionando un indicador estático dentro del análisis estructural del sistema de distribución. En este sentido, esta ecuación pertenece exclusivamente a la etapa de caracterización y no introduce dinámicas de respuesta a incentivos o cambios en la flexibilidad de la demanda.

Si bien la ecuación es totalmente inelástica, es importante aclarar que la elasticidad de la demanda es abordada en etapas posteriores del modelo, donde se integran ecuaciones que relacionan la adopción de tecnologías habilitantes y los incentivos económicos con la capacidad de respuesta de los prosumidores. Como se detalla en la Figura 2.8 de la metodología propuesta, la ecuación en cuestión cumple una función descriptiva dentro de la caracterización del sistema, mientras que la modelación de la respuesta elástica de la demanda se desarrolla en los escenarios posteriores, donde la integración de estrategias de monitoreo y control permite evaluar la variabilidad de la demanda ante señales económicas y operativas.

2. Costos operativos totales

El costo operativo total (C_{opT}) se calcula como la suma de los costos asociados a diferentes rubros, como se muestra en la Ecuación 8.

$$C_{opT} = C_{Mantenimiento} + C_{PerdidasEnergeticas} + C_{Materiales} + C_{fuentesEnergeticas} \qquad (8)$$

La ecuación representa la agregación de distintos componentes que intervienen en la operación del sistema de distribución. Este costo incluye los gastos de mantenimiento, pérdidas energéticas, materiales y el costo asociado a las fuentes energéticas empleadas en la red. La observación realizada respecto a los costos de materiales señala que estos

están explícitamente considerados dentro de la formulación, pero es necesario precisar su alcance dentro del análisis de costos operativos.

En este contexto, el término $C_materiales$ hace referencia a los costos asociados a la adquisición, reposición y desgaste de equipos, infraestructura y componentes esenciales para la operación del sistema. Sin embargo, es importante destacar que el modelo considera además otros costos operativos clave, como el mantenimiento, que engloba las intervenciones periódicas necesarias para garantizar la funcionalidad de la infraestructura, y las pérdidas energéticas, que representan el costo económico de la energía disipada durante la transmisión y distribución. $C_{fuentesenergeticas}$ incorpora los costos de generación asociados a cada tecnología utilizada en la red. Por lo tanto, si bien los costos de materiales son un componente relevante, no representan la totalidad del costo operativo, sino que forman parte de un esquema más amplio de gastos que determinan la viabilidad económica del sistema.

3.Distribución de DER´s (Recursos Energéticos Distribuidos)

La distribución de DER´s integrados puede expresarse como la proporción de cada tipo de DER respecto al total, su definición se muestra en la Ecuación 9.

$$D_{DERS} = \frac{N_{DERS,i}}{N_{DERSTotales}} X100 \quad (9)$$

La ecuación para la distribución de Recursos Energéticos Distribuidos establece la participación relativa de cada tipo de fuente de generación distribuida en el sistema en función del número total de DERs implementados. Matemáticamente, se expresa como la relación entre el número de unidades de un tipo específico de DER N_{DERS}, i y el total de DERs instalados $N_{DERSTotales}$, multiplicado por 100 para obtener un porcentaje.

Esta expresión permite caracterizar la composición tecnológica del sistema de distribución, proporcionando información clave sobre la penetración de distintas fuentes renovables o almacenamiento distribuido dentro de la red. Sin embargo, es importante señalar que esta ecuación cumple una función meramente descriptiva, enfocándose en la caracterización estática de la infraestructura y no en la dinámica operativa del sistema. Es decir, no

considera la variabilidad temporal ni la interacción entre los DERs y la demanda, aspectos que son abordados en las ecuaciones de optimización del modelo.

Dado que el modelo contempla distintos escenarios de digitalización y gestión activa de la demanda, la distribución de DERs debe entenderse como una condición inicial dentro del análisis. A medida que se avanza en los niveles de integración y optimización, la interacción de estos recursos con la demanda y su gestión en función de señales de precio o incentivos puede modificar su contribución efectiva a la red, alineándose con los principios de elasticidad y respuesta dinámica que se modelan en etapas posteriores.

En la segunda Fase se definen las ecuaciones y la estructura de cada uno de los escenarios propuestos, Las ecuaciones propuestas para los Escenarios 0, 1 y 2 representan un enfoque escalonado para la integración y gestión de la demanda activa en sistemas de distribución de energía. Se abordan desde un sistema básico sin digitalización hasta un sistema avanzado con monitoreo y control dinámico, destacando cómo las restricciones, variables de decisión y objetivos evolucionan a medida que se incrementa la complejidad del sistema. A continuación, se presentan cada uno de los modelos asociados.

- **Ecuaciones que definen los escenarios de digitalización para integración de demanda activa en sistema de distribución utilizando técnicas metaheurísticas.**

Los modelos propuestos para los escenarios se estructuran como ecuaciones de minimización de costos debido a su relevancia en la operación eficiente y sostenible de los sistemas de distribución. La minimización de costos permite optimizar los recursos financieros disponibles, garantizando que las inversiones y operaciones prioricen la eficiencia y maximicen el retorno económico [8], [79]. En este contexto, la reducción de costos operativos, como el uso de combustibles fósiles, la compra de energía de la red y el mantenimiento de infraestructura, se convierte en un objetivo esencial para lograr rentabilidad y sostenibilidad a largo plazo.

Este enfoque asegura la sostenibilidad económica al facilitar la transición hacia sistemas más avanzados, como aquellos que incorporan demanda activa y generación distribuida. Estas transiciones, aunque requieren inversiones significativas, se vuelven viables

económicamente al minimizar los costos asociados. En escenarios avanzados, como el monitoreo y control las ecuaciones también consideran la maximización de incentivos para los prosumidores, promoviendo su participación en la red y mejorando tanto la flexibilidad como la resiliencia del sistema.

En el desarrollo del modelo de referencia, se emplea un enfoque de optimización multiobjetivo basado en técnicas metaheurísticas, con el propósito de gestionar de manera simultánea criterios técnicos y económicos en la integración de demanda activa. Este enfoque permite explorar un amplio espacio de soluciones bajo múltiples restricciones, considerando la naturaleza no lineal y dinámica del sistema de distribución. La formulación multiobjetivo facilita el análisis de soluciones con señales externas y la adaptación del modelo a diferentes escenarios de digitalización, garantizando resultados robustos frente a la variabilidad de la generación renovable y la demanda.

Este tipo de modelamiento permite generar una serie de tiempo consistente, continua y utilizable para los escenarios de optimización propuestos [8], [173]. Además, se implementan funciones básicas de clasificación y agregación, necesarias para estandarizar los perfiles de consumo por tipo de usuario. La salida del proceso se utiliza como entrada directa para la formulación matemática del modelo en los escenarios 1 y 2, en los cuales se requiere una representación temporal más precisa de la demanda.

La infraestructura habilitante definida en el modelo incluye la utilización de tecnologías para el monitoreo distribuido de variables eléctricas, tanto en nodos de consumo como en nodos de generación. Estas tecnologías permiten la adquisición de datos como voltajes por fase, corrientes por línea, potencia activa y reactiva, frecuencia, estados de conmutación, eventos de protección, entre otros. Estos datos son recolectados de forma periódica o en tiempo real según la capacidad de transmisión disponible. En el modelo, la información capturada se utiliza para construir la base de caracterización del sistema de distribución (Fase 1 de la Metodología, Figura 2.8), así como para establecer las condiciones iniciales y restricciones dinámicas de operación bajo los escenarios definidos. En la Fase 2, estos datos sirven como insumo directo para los algoritmos de análisis y para el ajuste de los modelos de optimización.

El modelo se enfoca en contextos donde los nodos del sistema no cuentan con capacidad permanente de conectividad, ni con recursos de procesamiento suficientes para participar en esquemas de consenso distribuidos como Proof of Work (PoW) o Proof of Stake (PoS). Tampoco se dispone de una arquitectura regulatoria o contractual que habilite la existencia de contratos inteligentes (smart contracts) para el intercambio de energía entre usuarios finales. Por esta razón, la aplicación de Blockchain se documenta como parte del marco conceptual del modelo, haciendo referencia a su potencial uso en fases futuras de digitalización más avanzadas, particularmente en sistemas con estructura de mercado local, presencia de prosumidores activos y redes de distribución más densamente sensorizadas y automatizadas.

La estructura metodológica por fases permite ubicar y justificar cada tecnología dentro del proceso de planeación y optimización del sistema. IoT se implementa para garantizar la captación de datos técnicos del sistema eléctrico, cumpliendo funciones de sensado, adquisición y transmisión de datos de campo. ML actúa sobre los datos recolectados para preparar conjuntos de entrada estructurados, útiles para el análisis de escenarios de demanda activa y generación distribuida. Blockchain se posiciona como una tecnología de referencia para condiciones futuras, pero no forma parte de la implementación del modelo actual. Deep Learning no se aplica, dado que no se dispone de condiciones técnicas adecuadas para su uso efectivo. Esta delimitación tecnológica se encuentra alineada con las capacidades reales del sistema y permite orientar el desarrollo hacia soluciones viables y reproducibles en sistemas similares al caso de estudio, manteniendo consistencia técnica en todas las fases del modelo.

En la formulación de las ecuaciones para los escenarios 0, 1 y 2, se considera la presencia tanto de generación distribuida como de autogeneración, diferenciadas por su integración al sistema de distribución. La generación distribuida abarca fuentes conectadas a la red con capacidad de inyección y suministro compartido, mientras que la autogeneración se asocia a prosumidores cuyo consumo es abastecido prioritariamente por su propia producción, con excedentes potencialmente vertidos a la red.

- **Escenario 0: Pasivo (Sin integración digital)**

Descripción:

El sistema opera de manera convencional, sin integración digital la demanda activa no es una variable de decisión y el sistema no incluye monitoreo ni control dinámico. El modelo del Escenario 0 representa un sistema energético operando de manera convencional, sin integración digital ni supervisión dinámica. Las variables clave incluyen $P_{solar}(t)$, $P_{bateria}(t)$, $P_{eolica}(t)$ y $D(t)$, que corresponden a las potencias generadas por fuentes solares, eólicas, baterías, y la demanda total del sistema, respectivamente. En el Escenario 0, la generación distribuida es mínima o inexistente, con una dependencia exclusiva de la red. Las variables están relacionadas mediante un balance de potencia que asegura que la generación total en cada período de tiempo t sea igual a la demanda, como lo muestra la Ecuación 10.

El uso de energía eólica en redes de distribución se justifica debido a su creciente presencia en sistemas eléctricos descentralizados y su contribución a la diversificación de la matriz energética. Aunque históricamente la generación eólica se ha integrado principalmente en redes de transmisión, su incorporación en redes de distribución es viable gracias a la evolución de turbinas de menor escala [9], [174], sistemas de control avanzados y estrategias de gestión de energía que permiten su integración con otras fuentes de generación y almacenamiento.

En el contexto del modelo, la energía eólica se considera como una fuente complementaria a la generación solar y a la red eléctrica, contribuyendo a la flexibilidad operativa del sistema. Dado que la generación eólica presenta variabilidad estocástica, su modelado debe incorporar restricciones que consideren los límites de capacidad de los alimentadores y las condiciones meteorológicas locales. Esto implica la necesidad de estrategias de gestión, como la programación óptima del despacho de energía y el uso de almacenamiento para mitigar fluctuaciones [118].

La integración de generación distribuida en redes de distribución contribuye a reducir la dependencia de la red principal y optimizar los costos operativos mediante la diversificación de fuentes energéticas. Dentro del modelo propuesto, la generación distribuida abarca

múltiples tecnologías, incluyendo generación eólica, solar y almacenamiento en baterías, cuya inyección en la red impacta la estabilidad y eficiencia del sistema. En este contexto, la energía eólica se considera una de las variables clave para evaluar su interacción con la demanda activa, junto con otras fuentes renovables y esquemas de almacenamiento. La estrategia general del modelo se basa en el aprovechamiento coordinado de la generación distribuida, mediante incentivos y mecanismos de control que permiten optimizar el uso de recursos energéticos y mejorar la gestión de la demanda en función de la disponibilidad de generación descentralizada.

Se incluyen restricciones que limitan la generación a intervalos específicos, para reflejar las capacidades de la fuente solar PV y eólica. La batería también tiene restricciones asociadas a su capacidad máxima y mínima B_{max} y B_{min}, así como su estado de carga en cada período, modelado por la ecuación de balance energético. Finalmente, el modelo tiene como objetivo minimizar los costos operativos, como lo muestra la Ecuación 14.

Cada componente del modelo está justificado por su importancia en un sistema básico de generación y distribución. El balance de potencia garantiza la estabilidad energética, mientras que las restricciones reflejan las limitaciones técnicas de las fuentes. La función objetivo es relevante para optimizar los costos operativos y proporcionar una base de comparación para escenarios más avanzados, donde se introducen tecnologías de monitoreo y control.

Está definido por las siguientes Ecuaciones:

Balance de potencia

$$P_{solar}(t) + P_{bateria}(t) + P_{eolica}(t) + P_{red}(t) = D(t) \quad (10)$$

Restricciones de generación

$$P_{solar\,min} \leq P_{solar}(t) \leq P_{solar\,max} \quad (11)$$

Restricciones de la batería

$$B(t) = B(t-1) + \eta_{bateria} P_{bateria}(t) \quad (12)$$

$$B_{min} \leq B(t) \leq B_{max} \quad (13)$$

Función objetivo: minimizar costos

$$\min \sum_{t=1}^{T} C_{oper}(P_{solar}(t) + P_{eolica}(t) + P_{bateria}(t)) \quad (14)$$

- **Escenario 1: monitoreo**

  Descripción

Se integra monitoreo básico mediante sensores y medidores inteligentes. La demanda es una variable supervisada pero no se incluye control dinámico. El modelo del Escenario 1 introduce un sistema energético con monitoreo básico mediante sensores y medidores inteligentes, lo que permite supervisar la demanda activa como una variable supervisada pero no controlada dinámicamente. En el Escenario 1, la digitalización permite el monitoreo de recursos energéticos, incluyendo generación distribuida y autogeneración sin control activo. Las variables clave del modelo incluyen incluyen $P_{solar}(t)$, $P_{bateria}(t)$, $D(t)$ y $D_{deseada}(t)$, así como una nueva ecuación diferencial que se muestra en la Ecuación 15 que describe la evolución de la demanda activa en función de la diferencia entre la generación total, que se muestra en la Ecuación 15 y la demanda deseada.

Esta ecuación incorpora los parámetros α y β que representan las sensibilidades del sistema a las desviaciones entre generación y demanda, y captura la dinámica del sistema bajo la influencia del monitoreo. La función objetivo busca minimizar tanto los costos operativos como las penalizaciones asociadas a las desviaciones de la demanda respecto a su valor deseado, lo que se muestra en la Ecuación 15.

Las restricciones del modelo son similares al Escenario 0, incluye límites para la generación de cada fuente y la operación de las baterías. Sin embargo, este modelo agrega un enfoque supervisado de la demanda activa, lo que lo hace más representativo de un sistema modernizado con capacidades de monitoreo básico. La inclusión de la ecuación diferencial para la demanda activa permite modelar de manera más precisa cómo responde el sistema a variaciones en la generación, justificando la necesidad de sensores y medidores inteligentes para mejorar la estabilidad del sistema y reducir los costos

asociados a las desviaciones. Esto crea una base para futuros escenarios que incorporen control dinámico e incentivos.

Las ecuaciones que gobiernan el modelo se muestran a continuación:

Ecuación diferencial de demanda:

$$\frac{dD(t)}{dt} = \alpha\big(G(t) - D(t)\big) + \beta(G(t) - D_{deseada}(t)) \quad (15)$$

Con la ecuación Diferencial se pretende representar la evolución temporal de la demanda considerando dos términos de ajuste. El primer término, ponderado por el parámetro α, modela la diferencia entre la generación disponible $G(t)$ y la demanda $D(t)$, lo que permite capturar la respuesta del sistema a variaciones en la oferta energética. El segundo término, escalado por β, introduce la desviación respecto a la demanda deseada $D_{deseada(t)}$, lo que permite que el modelo incorpore mecanismos de corrección para alcanzar un estado de equilibrio basado en los requerimientos establecidos.

La generación se define como

$$G(T) = P_{solar}(t) + P_{eolica}(t) + \mathrm{P_{bat}}(t) \quad (16)$$

Balance de potencia

$$P_{solar}(t) + P_{eolica}(t) + P_{bateria}(t) + P_{red}(t) \geq D(t) \quad (17)$$

Restricciones de generación y batería: Similares al escenario 0

Función objetivo

$$\min \sum_{t=1}^{T} [C_{oper} G(t) + \lambda_{penalizacion}[D(t) - D_{deseada}(t)]] \quad (18)$$

- **Escenario 2: Monitoreo y control**

Descripción

El modelo del Escenario 2 incorpora monitoreo avanzado y control activo, con la demanda activa ajustada dinámicamente mediante incentivos y señales de control. Las principales variables incluyen $P_{solar}(t)$, $P_{bateria}(t)$, $D(t)$, $D_{deseada}(t)$ $U(t)$ e $I(t)$. En el Escenario 2, la supervisión avanzada y el control dinámico optimizan la interacción entre estas fuentes, ajustando la demanda en función de incentivos y señales del sistema, permitiendo una mayor participación de los prosumidores en la estabilidad y eficiencia operativa del sistema.

La ecuación diferencial de la demanda ajustada que se muestra en la Ecuación 19, introduce términos adicionales, como $\gamma U(t)$, que representa el impacto de los incentivos de usuarios, y $\delta I(t)$, que refleja la influencia de señales externas (por ejemplo, precios dinámicos o políticas regulatorias). Esto permite que el modelo capture las respuestas dinámicas del sistema a ajustes en la generación y la demanda, promoviendo una mejor estabilidad y optimización de recursos.

El modelo amplía la capacidad de gestión del sistema mediante la incorporación de monitoreo avanzado y control activo, lo que permite una adaptación dinámica de la demanda en respuesta a estímulos externos e internos. La ecuación diferencial de la demanda ajustada, representada en la Ecuación 19, no solo considera la diferencia entre la generación y la demanda, sino que introduce términos adicionales para modelar los efectos de incentivos y señales externas en el comportamiento de los usuarios. El término $\gamma U(t)$ captura la influencia de incentivos económicos dirigidos a los consumidores, los cuales pueden incluir tarifas diferenciadas, bonificaciones por reducción de consumo en momentos críticos o beneficios por la integración de generación distribuida. Por otro lado, el componente $\delta I(t)$ representa la respuesta del sistema ante señales externas, como la variabilidad de precios en mercados eléctricos en tiempo real o la implementación de políticas regulatorias que fomenten la eficiencia energética y la sostenibilidad del sistema.

Estas modificaciones permiten una representación más realista de la dinámica del sistema energético en un entorno digitalizado, donde las decisiones de los usuarios y la operación del sistema no dependen únicamente de restricciones técnicas, sino también de mecanismos de mercado y regulaciones. La incorporación de estos factores posibilita una mayor flexibilidad en la gestión de la demanda, promoviendo una alineación entre los objetivos de estabilidad del sistema y la optimización de costos operativos. Además, este enfoque facilita la integración de tecnologías avanzadas de automatización y análisis de datos, contribuyendo a una mayor eficiencia en la toma de decisiones y al desarrollo de un sistema de distribución más resiliente y adaptable a escenarios futuros de electrificación y digitalización.

El modelo incluye un balance de potencia ajustado, Ecuación 20, asegurando que la generación total satisfaga la demanda ajustada. También se establecen restricciones en el ajuste de la demanda y en los incentivos Ecuaciones 21 y 22, lo que asegura que las desviaciones sean razonables y que los incentivos se mantengan dentro de límites definidos. La función objetivo del modelo, Ecuación 23, optimiza múltiples aspectos: minimiza costos operativos C_{oper}, penalizaciones por desviaciones de la demanda deseada $\lambda_{penalizacion}$, y maximiza beneficios asociados a ahorros λ_{ahorro} e ingresos por exportación $\lambda_{exportacion}$. Este modelo justifica la incorporación de un sistema dinámico e inteligente para manejar la complejidad de un sistema energético moderno, integrando fuentes renovables, usuarios activos e incentivos económicos para garantizar sostenibilidad y eficiencia.

Las ecuaciones que gobiernan el modelo se muestran a continuación:

Ecuación diferencial de demanda con control

$$\frac{dD(t)}{dt} = \alpha\left(G(t) - D_{ajustada}(t)\right) + \beta\left(G(t) - D_{deseada}(t)\right) + \gamma U(t) + \delta I(t) \quad (19)$$

Balance de potencia

$$P_{solar}(t) + P_{eolica}(t) + P_{bateria}(t) + P_{red}(t) \geq D_{ajustada}(t) \quad (20)$$

Restricciones de ajuste a la demanda

$$\left|D_{ajustada}(t) - D(t)\right| \leq \theta D(t) \quad (21)$$

Restricciones de generación, batería e incentivos

$$I_{min} \leq I(t) \leq I_{max} \quad (22)$$

El resto de las restricciones son idénticas al Escenario 1

Función objetivo

$$\min \sum_{t=1}^{T} [C_{oper} G(t) + \lambda_{penalizacion}[D(t) - D_{deseada}(t)] - \lambda_{ahorro} P_{exportacion}(t) - \lambda_{incentivos} I(t)] \quad (23)$$

En síntesis, la Tabla 5 compara los escenarios y resume la evolución de las capacidades de los sistemas energéticos desde un estado pasivo hasta un monitoreo y control avanzado.

Tabla 5. Comparación de escenarios según los criterios definidos. Fuente: propia.

Criterio	Escenario 0: Pasivo	Escenario 1: Monitoreo	Escenario 2: Monitoreo y control
Digitalización	Sin digitalización	Monitoreo básico	Monitoreo y control dinámico
Variable de decisión	P_{solar}, P_{eolica}, $P_{Bateria}$.	P_{solar}, P_{eolica}, $P\ Bateria, D(t)$	P_{solar}, P_{eolica}, $P\ Bateria, D(t), U(t), I(t)$
Demanda	Fija	Supervisada	Controlada dinámicamente
Balance de potencia	Estático	Basado en datos Monitoreados	Optimización dinámica con incentivos
Restricciones	Generación y batería	Generación, batería y demanda.	Generación, batería, demanda, incentivos y ajustes.
Función objetivo	Minimizar costos de operación	Minimizar costos de operación y penalizaciones	Minimizar costos de operación penalizaciones y maximizar beneficios
Incentivos	No aplica	No aplican	Considerados en la optimización

En el Escenario 0, el sistema opera sin digitalización, con demanda fija y un balance de potencia estático, enfocado en minimizar costos operativos. En el Escenario 1, se introduce el monitoreo básico, supervisando la demanda activa y basando el balance de potencia en datos monitoreados, con el objetivo de minimizar costos y penalizaciones. Finalmente, en el Escenario 2, el sistema integra monitoreo avanzado y control dinámico, ajustando la demanda activa mediante incentivos y señales dinámicas, optimizando múltiples objetivos, como costos, penalizaciones y beneficios, para una gestión más inteligente y eficiente del sistema.

4.2 Resultados de los Escenarios propuestos.

La implementación del modelo se estructuró en un flujo metodológico que conecta la preparación de datos, la formulación matemática y la optimización, permitiendo reproducir los resultados de los escenarios planteados. En primera instancia, se consolidaron las series de tiempo de demanda, generación renovable (solar y eólica) y almacenamiento, junto con parámetros eléctricos de la red de distribución seleccionada. Estos insumos fueron normalizados y verificados para garantizar su coherencia, eliminando registros inconsistentes y completando valores faltantes con base en criterios estadísticos y técnicos.

La formulación del problema de optimización multiobjetivo se desarrolló en Gurobi, integrando funciones objetivo, orientadas a la minimización de costos operativos y maximización del uso de energías renovables, bajo las restricciones físicas y operativas definidas en la metodología. La solución se abordó mediante técnicas metaheurísticas adaptadas para búsqueda eficiente en espacios de alta dimensionalidad, con una capa de control no lineal que permite ajustar dinámicamente la demanda activa en función de las condiciones del sistema.

El modelo fue alimentado con datos en formato estandarizado, lo que permitió ejecutar iteraciones para cada escenario con un conjunto de parámetros y supuestos específicos. El algoritmo realizó la búsqueda de soluciones factibles evaluando múltiples configuraciones de despacho, aplicando criterios de convergencia para garantizar la

estabilidad de los resultados. Las salidas del modelo incluyeron valores óptimos de generación por fuente, perfiles de demanda ajustada, indicadores técnicos y métricas económicas, los cuales se procesaron para su representación gráfica y análisis comparativo.

Este procedimiento asegura que cada resultado mostrado en las figuras y tablas de la sección no sea únicamente un valor final, sino la consecuencia de un proceso reproducible que combina modelado matemático, herramientas de optimización y procesamiento de datos, garantizando así trazabilidad y validez técnica.

El sistema de distribución sujeto de análisis y aplicación de los modelos propuestos está ubicado en la ciudad de Pasto, Colombia. La base de datos de caracterización se construye mediante el apoyo de operadores de red y comercializadores locales: CEDENAR y ASC [175], [176]. Pasto presenta características demográficas, climáticas y de infraestructura que reflejan los desafíos comunes de las ciudades medianas en regiones en desarrollo, tales como la transición energética, la diversificación de fuentes de energía y la incorporación de prosumidores al sistema. La elección de esta ciudad se basa en la disponibilidad de datos completos para la caracterización de consumos, generación distribuida, uso de fuentes y parámetros de la red.

El proyecto ALTERNAR, liderado por la Universidad de Nariño en colaboración con la Universidad de Los Andes y ASC Ingeniería S.A. E.S.P., con el apoyo de la Gobernación de Nariño, tiene como objetivo identificar recursos energéticos locales para proponer soluciones sostenibles en zonas apartadas y no interconectadas del departamento. Este proyecto se centra en el estudio de fuentes alternativas como la solar, hídrica, eólica y biomasa, mediante la elaboración de mapas energéticos y el monitoreo de variables ambientales a través de estaciones meteorológicas [177].

Además, Pasto ha sido reconocida en el programa Ciudades Sostenibles, lo que resalta su compromiso con el desarrollo sostenible y la eficiencia energética. Este reconocimiento destaca el papel de la ciudad como un clúster energético, promoviendo iniciativas que buscan mejorar la calidad de vida de sus habitantes y fomentar el uso de fuentes de energía renovables [178]. Estas iniciativas han sido posibles gracias al apoyo financiero de

las regalías y la gestión de la administración local, lo que demuestra un compromiso conjunto hacia un futuro energético más sostenible.

La metodología Sandbox se hace presente para la evaluación de escenarios y metodología propuesta al ser una herramienta que permite desarrollar pruebas en entornos controlados [179]. La escala de la ciudad y nivel de complejidad permiten probar modelos y soluciones en condiciones reales sin los riesgos asociados a la implementación a gran escala, facilitando la validación, el ajuste y la replicación en otras regiones similares. Esta elección asegura que los resultados obtenidos sean prácticos, adaptables y alineados con las necesidades específicas de contextos locales.

El sistema de distribución analizado presenta una configuración que integra generación distribuida y almacenamiento energético bajo un marco básico de monitoreo. Su estructura se fundamenta en la interacción entre los usuarios, las fuentes de generación distribuida, la demanda y la gestión operativa -económica del sistema. En la Tabla 6, se presenta un análisis detallado de sus principales componentes.

Tabla 6. Caracterización del sistema de distribución. Fuente: [175], [176], [177].

Categoría	Parámetro	Cantidad
Infraestructura de Monitoreo y Control	Medidores Inteligentes Instalados	2 (40% del total)
	Medidores Tradicionales	2 (40% del total)
	Sistemas SCADA	1 (20% del total)
Generación Distribuida	Capacidad Instalada en Paneles Solares (kW)	1100 kW
	Generación Efectiva de Paneles Solares (kW)	1000 kW (90,9%)
	Capacidad Instalada en Turbinas Eólicas (kW)	800 kW
	Generación Efectiva de Turbinas Eólicas (kW)	530 kW (66,3%)
	Capacidad Instalada en Baterías (kW)	600 kW
	Generación Efectiva en Baterías (kW)	180 kW (30,0%)

	Capacidad Total de Generación Distribuida (kW)	2500 kW
	Generación Total Disponible (kW)	1710 kW (68,4%)
Usuarios y Tipología de Demanda	Número Total de Usuarios	8
	Usuarios Dependientes de la Red	4
	Consumo Medio de Prosumidores (kW)	500 kW
	Consumo Medio de Usuarios (kW)	650 kW
Operación y Costos del Sistema	Costo Operativo Medio (USD)	1220 USD
	Rango de Costos Operativos (USD)	1100 - 1500 USD
	Costo de Mantenimiento Medio (USD)	622 USD
	Rango de Costos de Mantenimiento (USD)	500 - 750 USD

El sistema de distribución representado en la Tabla 6 y en el diagrama eléctrico de la Figura 4.1, integra diversas tecnologías de generación distribuida, almacenamiento y monitoreo, lo que permite evaluar la interacción entre prosumidores y la red principal. La tabla proporciona una caracterización cuantitativa del sistema, destacando la infraestructura de medición, la capacidad instalada y la producción efectiva de generación renovable, así como los costos operativos y de mantenimiento. Se observa que el sistema cuenta con medidores tradicionales, además de una infraestructura SCADA que supervisa la operación en tiempo real. En cuanto a la generación, se dispone de 2500 kW de capacidad instalada, con una disponibilidad efectiva del 68.4 %, siendo los paneles solares la principal fuente de generación, seguidos por la eólica y el almacenamiento en baterías.

La red de prueba considerada en este estudio se compone de ocho usuarios, como se observa en la Figura 4.1. Esta configuración, aunque más reducida que las redes típicas de referencia IEEE que integran entre 30 y 40 nodos [180], [181], responde a una decisión metodológica fundamentada en la calidad y pertinencia de los datos disponibles, así como en los objetivos específicos de la fase 2 de la metodología [118].

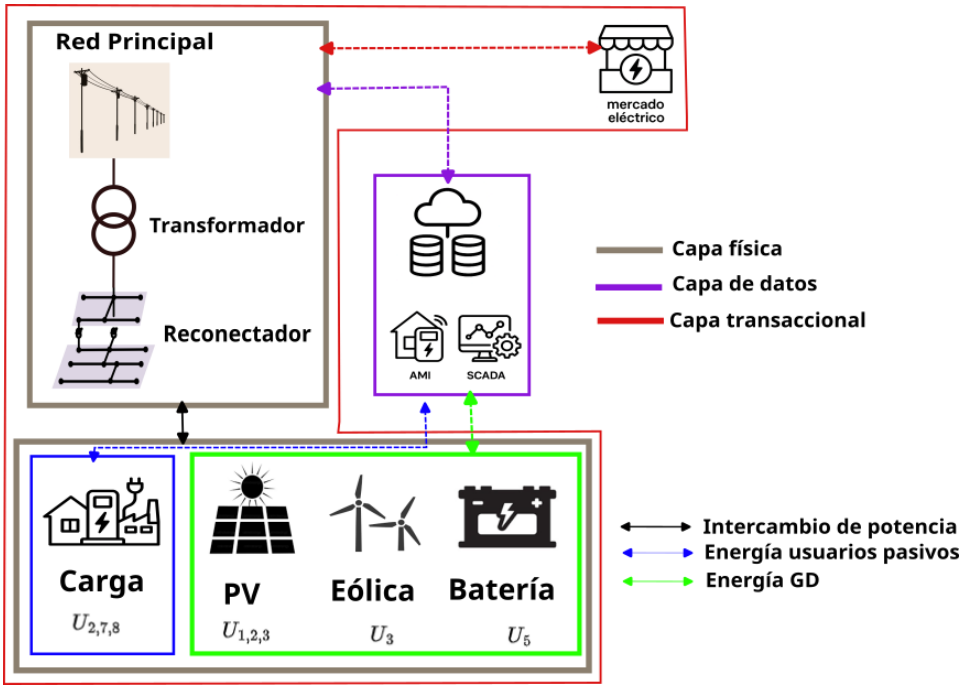
En primer lugar, la selección de ocho usuarios no es arbitraria, sino que responde a la disponibilidad de información detallada sobre cada uno de ellos. Los usuarios incluidos cuentan con registros de generación distribuida (solar fotovoltaica y/o eólica), y una estructura de conexión que permite la implementación de tarifas diferenciadoras. Esto proporciona un escenario representativo para evaluar las interacciones entre variables como generación local, consumo, precios dinámicos y respuesta a la demanda, que son esenciales en el desarrollo de esquemas avanzados de gestión energética.

A diferencia de modelos tradicionales que incorporan un mayor número de nodos sin garantizar la riqueza en la caracterización de cada uno [79], este modelo prioriza la calidad sobre la cantidad. Contar con 30 o más usuarios sin datos asociados a generación distribuida o a esquemas de demanda limita significativamente el análisis de estrategias de control, optimización y digitalización. En ese sentido, trabajar con ocho usuarios que sí cumplen los requisitos de interacción definidos para la Fase 2 —tales como capacidad de respuesta a precios, generación local gestionable y tecnologías habilitadoras— permite un desarrollo más robusto de los escenarios y garantiza la validez de los resultados.

Además, esta configuración facilita la exploración de diversas formas de participación de la demanda: desde esquemas pasivos hasta estrategias activas basadas en señales de precio o incentivos, integración con microrredes, participación en mercados locales de energía y aplicación de tarifas horarias o diferenciadas por nivel de servicio. Cada usuario de la red tiene una caracterización técnica que permite probar y evaluar estas alternativas bajo condiciones realistas. La elección de una red con ocho usuarios se encuentra justificada tanto desde el punto de vista técnico como metodológico. Esta selección permite garantizar la trazabilidad de las variables, facilita la implementación computacional del modelo y asegura que los usuarios incluidos aporten información útil para evaluar el desempeño del sistema bajo criterios de digitalización, interacción, y optimización energética.

La Figura 4.1 ilustra la arquitectura de la red de distribución del estudio de caso, que permite distinguir las tres capas operativas esenciales: *capa física*, *capa de datos* y *capa transaccional*. Esta estructuración facilita la comprensión de la interoperabilidad requerida entre los componentes eléctricos, los sistemas de información y las plataformas de gestión del mercado energético local.

Figura 4.1 .Diagrama estructural del sistema de distribución de estudio. Fuente: Propia.



La *capa física* representa la infraestructura convencional del sistema de distribución, compuesta por transformadores, red de baja tensión, equipos de protección, cargas y unidades de generación distribuida. Se destaca la inclusión de un dispositivo de desconexión tipo reconectador, que permite aislar el sistema del alimentador principal. Esta capacidad habilita el funcionamiento en modo autónomo o en configuración de mercado local, bajo condiciones operativas definidas. El reconectador cumple un rol técnico al garantizar tanto la seguridad operativa como la viabilidad de esquemas energéticos descentralizados, lo que resulta indispensable en entornos con alta penetración de recursos distribuidos y esquemas de transacciones energéticas P2P.

La *capa de datos* comprende la infraestructura de comunicación necesaria para la operación digitalizada del sistema. Se incluyen aquí AMI, sistemas SCADA y plataformas de agregación de datos. Esta capa proporciona las capacidades para el monitoreo en tiempo real, la recolección sistemática de información operativa y el control remoto de los

activos eléctricos. Su implementación permite mejorar la eficiencia operativa, reducir pérdidas técnicas y no técnicas, y habilitar respuestas automatizadas ante eventos del sistema.

La capa *transaccional* visualiza los flujos de energía y las relaciones de intercambio entre los distintos agentes participantes del sistema, considerando tanto usuarios convencionales que implementan estrategias de gestión de demanda, como prosumidores con generación local y capacidad de inyección. Esta capa permite representar la lógica de funcionamiento de mercados energéticos distribuidos, incluyendo mecanismos de compraventa directa de energía P2P, así como la interacción con el operador del sistema de distribución.

La información presentada en la gráfica y la tabla anexas complementa el análisis técnico que se amplía en el Anexo B, proporcionando una visión detallada de los parámetros operativos y la distribución de la generación y demanda en el sistema eléctrico de Pasto. Estos datos permiten visualizar la contribución efectiva de las fuentes de generación distribuida, el nivel de dependencia de la red y la capacidad instalada, facilitando la evaluación del impacto de la infraestructura actual en la estabilidad y eficiencia del sistema. Además, los valores de costos operativos y de mantenimiento reflejan la necesidad de optimizar la gestión de la red mediante tecnologías avanzadas de monitoreo y control.

En términos de costos y operación, la Tabla 6, muestra que los costos operativos del sistema oscilan entre 1100 y 1500 USD, mientras que los costos de mantenimiento varían entre 500 y 750 USD. Esta información es clave para evaluar la viabilidad económica del sistema y su sostenibilidad a largo plazo. La combinación de monitoreo inteligente, diversificación de generación y almacenamiento distribuido permite una gestión más eficiente de la red y una transición progresiva hacia un modelo de distribución optimizado y digitalizado.

La base de datos [182], se caracteriza por tener en sus registros GD, lo que lo sitúa como un sistema mixto con alto potencial de flexibilidad y eficiencia. Los datos corresponden al año 2024. Estos datos presentaban problemas de sincronización temporal, series temporales incompletas y errores numéricos significativos, aspectos que complicaron su integración directa en el modelo de optimización para demanda activa. Para superar estas

dificultades, se aplicó un proceso riguroso y técnicamente fundamentado desde la ingeniería de datos, detallado en el Anexo C. Este proceso involucró desde la adquisición inicial y almacenamiento seguro en plataformas colaborativas como Google Drive, hasta la implementación de técnicas estadísticas para la limpieza, corrección y validación de los datos, asegurando así una base sólida y confiable para los análisis realizados en esta investigación.

Las fuentes de generación incluyen energía solar, limitada a horas diurnas, energía eólica, que opera de manera más constante durante todo el día, y baterías, que permiten carga y descarga para respaldar la demanda o almacenar excedentes de generación. La caracterización se implementa en Python haciendo uso de bibliotecas propias del análisis de datos como pandas y matplotlib. Se muestra en el Anexo D.

Como lo muestra la Tabla 7, las fuentes están presentes en los distintos usuarios sin contar con la red principal son heterogéneos. Existen generadores Solares PV y Eólicos, variables a lo largo del día y baterías asociadas a un respaldo cuando sea necesario. El sistema entonces agrega a su matriz Generación Distribuida lo que impacta directamente en su perfil de generación y demanda.

Tabla 7. Caracterización de Generación y capacidad del sistema de distribución.

Usuario	Solar		Batería		Eólica	
	Capacidad (kW)	**Generación (kW)**	**Capacidad (kW)**	**Generación (kW)**	**Capacidad (kW)**	**Generación (kW)**
1	300	280	300	90	-	-
2	500	470	-	-	-	-
3	230	190	-	-	800	530
4	70	60	-	-	-	-
5	-	-	300	90	-	-
Total	**1100**	**1000**	**600**	**180**	**800**	**530**

La Tabla muestra que Solar PV tiene un buen aprovechamiento, mientras que las fuentes eólicas y las baterías presentan discrepancias significativas, generando menos de su capacidad instalada. Estas diferencias se atribuyen a limitaciones climáticas, operativas, de mantenimiento o de eficiencia en los sistemas. Es un primer paso, para definir la necesidad de optimizar el desempeño de las fuentes subutilizadas para garantizar un mejor aprovechamiento de la infraestructura existente y una mayor confiabilidad del sistema energético

La Figura 4.2 muestra el desglose de costos asociados, se detalla la distribución de costos asociados a la operación y mantenimiento del sistema de distribución para cada usuario identificado en el estudio de caso. Se desglosan cinco tipos de costos: costo de operación, costo de mantenimiento, costo de pérdidas, costo de trabajo y costo de materiales, los cuales reflejan los gastos en los que incurre cada usuario para mantener la infraestructura energética y garantizar el suministro eléctrico.

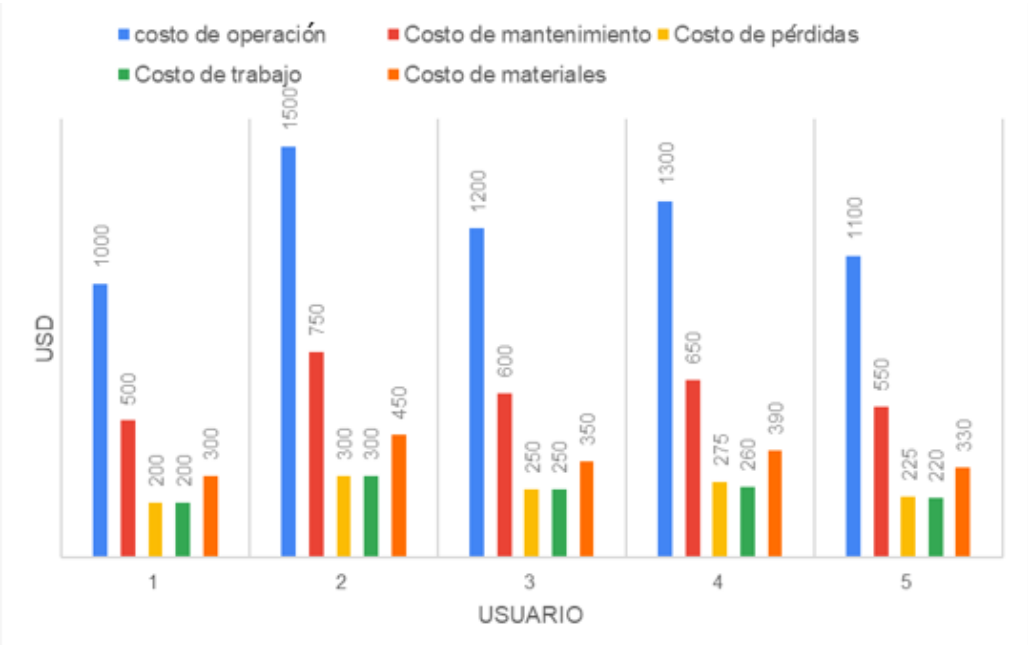
El costo de operación es el componente más significativo en todos los usuarios, con valores que van desde 1000 hasta 1500 USD. Este costo está directamente relacionado con el consumo de energía, la demanda de cada usuario y su grado de participación en la generación distribuida. Los prosumidores, que generan parte de su propia energía, pueden tener costos de operación relativamente más bajos en comparación con usuarios que dependen completamente de la red. Además, los costos de operación incluyen tarifas por acceso y uso de la infraestructura de distribución, lo que varía en función de la ubicación de cada usuario dentro de la red y su nivel de acceso a fuentes de generación renovable o almacenamiento distribuido.

El costo de mantenimiento, que varía entre 500 y 750 USD, está asociado con la inspección, reparación y reemplazo de componentes del sistema eléctrico, incluyendo paneles solares, turbinas eólicas, baterías y equipos de conversión de energía. Usuarios que poseen infraestructura de generación distribuida o almacenamiento pueden enfrentar costos de mantenimiento más elevados debido a la necesidad de mantener sus equipos en óptimas condiciones. En contraste, los usuarios completamente dependientes de la red pueden tener costos de mantenimiento menores, ya que su infraestructura se limita a los sistemas de medición y consumo.

El costo de pérdidas, que oscila entre 200 y 300 USD, representa la energía disipada en la red debido a factores como la resistencia en las líneas de transmisión, pérdidas por transformación y eficiencia de los equipos. Este costo está influenciado por la topología del sistema, la distancia entre los puntos de generación y consumo, así como la calidad de la infraestructura eléctrica. Usuarios ubicados en zonas más alejadas o con mayor consumo pueden generar mayores pérdidas, lo que incrementa este costo.

Los costos de trabajo y materiales, que presentan valores más uniformes, están relacionados con el mantenimiento correctivo y preventivo de la red. El costo de trabajo, con valores entre 200 y 260 USD, cubre la mano de obra necesaria para la gestión y reparación del sistema. El costo de materiales, con valores entre 300 y 450 USD, está asociado con la reposición de componentes como transformadores, cables, sistemas de conversión y otros elementos críticos del sistema de distribución.

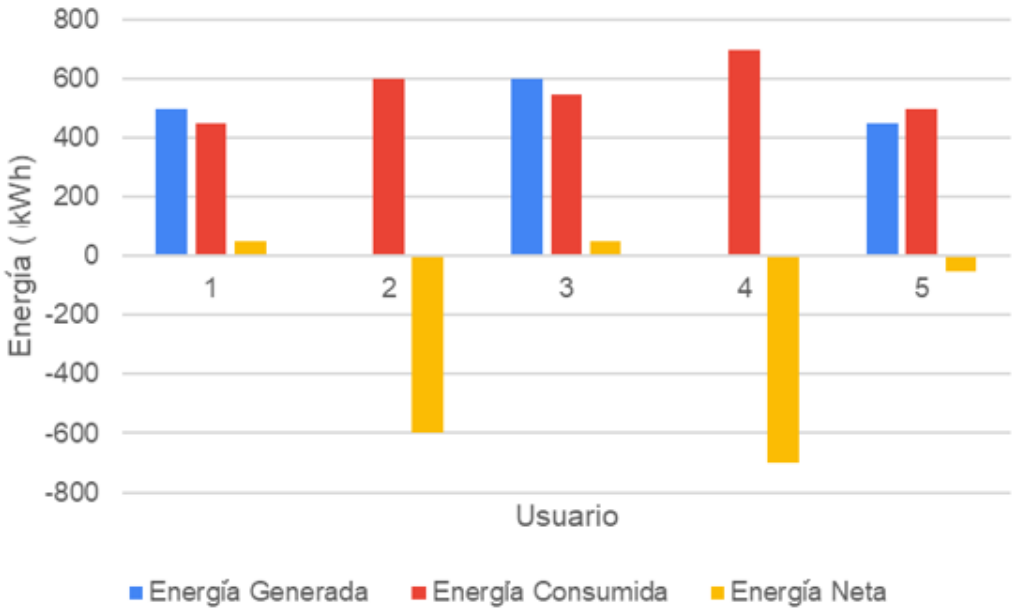
Figura 4.2. Costos asociados a la operación del sistema de distribución de prueba. Fuente: Propia.



En cuanto a los costos de pérdidas de energía, costos de trabajo y costos de materiales, representan una proporción menor del total y tienen una distribución relativamente uniforme entre los usuarios. Los costos de pérdidas, que oscilan entre 200 USD y 300 USD, podrían asociarse a la eficiencia del sistema o a pérdidas inherentes a la red. Los costos de materiales y de mano de obra, con valores entre 200 USD y 450 USD, reflejan los recursos invertidos en el mantenimiento y operación del sistema. La gráfica destaca la importancia de reducir los costos de operación como un aspecto clave para mejorar la sostenibilidad económica del sistema energético.

La Figura 4.3 muestra la relación entre energía generada, energía consumida y energía neta. Los usuarios 1, 3 y 5 generan cantidades de energía similares a las que consumen, con pequeñas diferencias que resultan en energía neta positiva o cercana a cero. Esto indica que estos usuarios están equilibrados en términos de generación y consumo, lo que podría ser característico de consumidores que buscan minimizar su dependencia de la red eléctrica. Por otro lado, los usuarios 2 y 4 presentan una energía neta negativa, lo que indica que consumen significativamente más energía de la que generan, dependiendo de fuentes externas para suplir su demanda.

Figura 4.3. Relación entre energía generada-consumida y neta. Fuente: propia.



Este análisis refleja las dinámicas energéticas dentro del sistema y resalta la importancia de fomentar prácticas que incrementen la generación local, especialmente en usuarios con energía neta negativa. Asimismo, para usuarios que tienen un balance cercano a cero, se podría explorar la posibilidad de optimizar su generación para convertirlos en generadores netos. Esta información es clave para la planificación de la infraestructura y para diseñar políticas que incentiven la generación distribuida y el uso eficiente de la energía dentro del sistema energético.

A continuación, se muestran los resultados de los escenarios propuestos.

- **Resultados de cada escenario.**

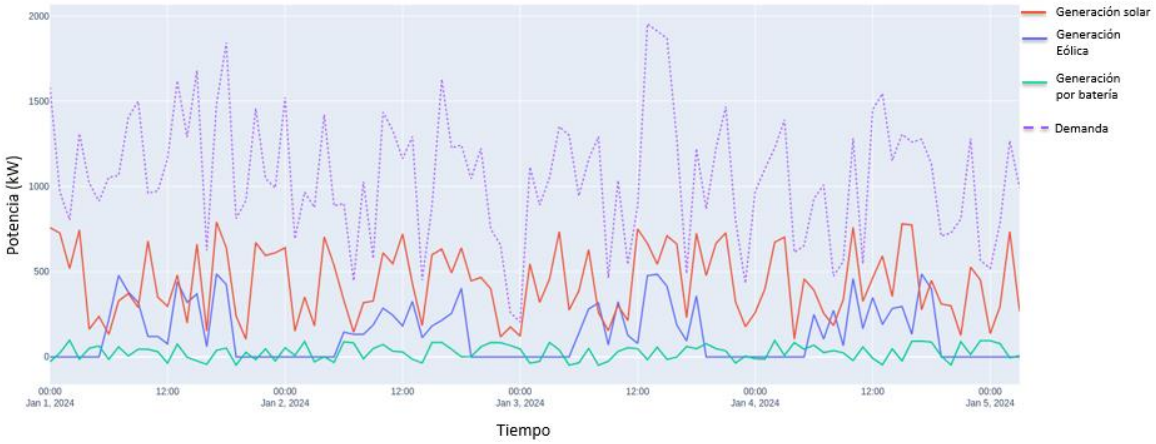
Los modelos implementados hacen uso de datos para trabajar las proyecciones y relaciones. La base de datos se construyó con el uso de varias bases de datos proporcionadas por ASC y CEDENAR en el caso de los consumos y la generación de fuentes como batería y la red, pero se trabajó con datos de POWERData de la NASA para tener los recursos primarios variables como sol y viento [183].

La base de datos contiene información detallada sobre la generación y demanda de energía, desglosada por intervalos de tiempo específicos. Cada registro incluye datos de generación solar, eólica y de batería, expresados en kilovatios (kW), junto con la demanda total en kW, como lo muestra la Figura 4.4. Esta estructura permite evaluar tanto la contribución de cada fuente de generación a la demanda total. Además, se pueden identificar momentos clave, como cuando la generación de batería muestra valores negativos, indicando el uso de energía almacenada para mantener la estabilidad del sistema en períodos de alta demanda o baja generación.

El uso de esta base de datos se justifica como una extensión complementaria de los análisis realizados en la Fase 1. Mientras que en la Fase 1 se consideraron 5 usuarios de diferentes tipos para evaluar características generales como la proporción de prosumidores, la infraestructura habilitante, y el comportamiento energético agregado, esta nueva serie de datos se centra específicamente en el comportamiento energético detallado

de un solo usuario. Este enfoque permite realizar un análisis más granular y temporal de las dinámicas individuales de generación y consumo, identificando patrones específicos que podrían no ser evidentes en el análisis agregado de múltiples usuarios.

Figura 4.4. Perfil de generación y demanda dentro del sistema de distribución. Fuente: propia. Fuente: [182]



El análisis de la gráfica muestra la evolución temporal de la generación de energía y la demanda en un sistema de distribución con integración de recursos energéticos distribuidos. Se observa una variabilidad significativa en la generación de energía eólica y solar, lo que indica la influencia de factores climáticos en la disponibilidad de estas fuentes. Además, la contribución de la generación por baterías es relativamente baja en comparación con las otras fuentes, lo que sugiere que su función principal es la estabilización del sistema en momentos de alta demanda o baja generación renovable. La demanda, representada por la línea punteada, exhibe fluctuaciones constantes, lo que requiere una planificación eficiente para garantizar el equilibrio entre oferta y consumo energético. No obstante, el período analizado, de aproximadamente cuatro días, es insuficiente para identificar patrones estacionales o tendencias a largo plazo, lo que limita la extrapolación de conclusiones sobre el comportamiento energético del sistema.

Para obtener una caracterización más precisa del comportamiento de la demanda y la generación, sería necesario ampliar el horizonte temporal del análisis. La comparación de días equivalentes en diferentes semanas o meses permitiría evaluar tendencias repetitivas, considerando factores como la variabilidad de la radiación solar, los patrones de viento y

los hábitos de consumo de los usuarios. Además, la inclusión de datos históricos de un año completo permitiría identificar diferencias en la demanda entre días laborales y fines de semana, facilitando la implementación de estrategias de respuesta a la demanda más efectivas. En este contexto, se recomienda complementar el análisis con registros adicionales y evaluar la necesidad de modelos predictivos que permitan una estimación más precisa de la demanda y la generación en función de variables exógenas.

La combinación de ambas bases de datos proporciona una perspectiva integral: la base de la Fase 1 ofrece una visión macro del sistema, mientras que esta serie temporal permite estudiar comportamientos individuales bajo distintas condiciones. Este análisis detallado es esencial para validar hipótesis relacionadas con la generación y demanda de energía en tiempo real, así como para refinar modelos de predicción y optimización que se utilizarán en etapas posteriores del proyecto.

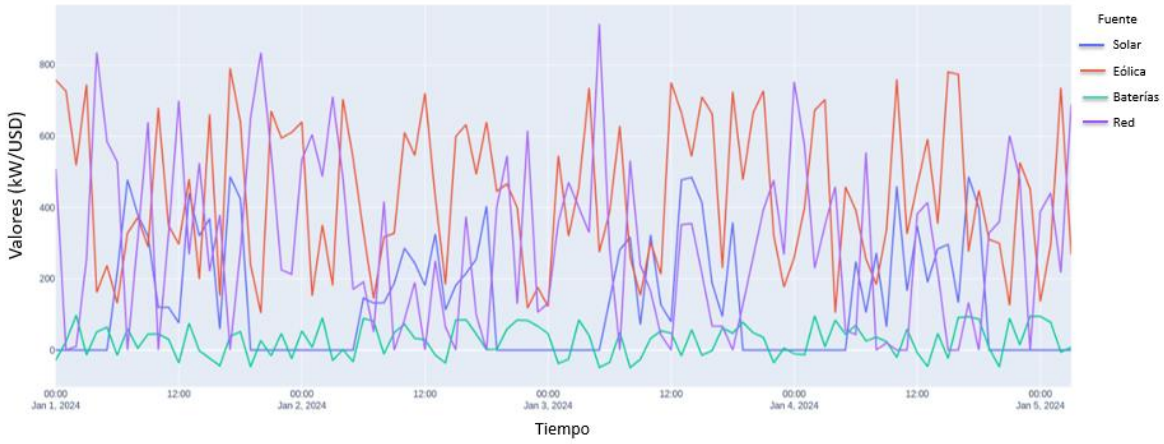
Los modelos de cada uno de los escenarios se ejecutan bajo el lenguaje de programación Python y el software de optimización Gurobi, aprovechando su capacidad para resolver problemas de programación lineal y no lineal de manera eficiente [184]. Para llevar a cabo estas simulaciones, se empleó un PC con sistema operativo Ubuntu. Este equipo cuenta con un procesador Intel Core i5-8300H de 8 núcleos, 8 GB de memoria RAM y una tarjeta gráfica NVIDIA GeForce GTX 1050. El almacenamiento es proporcionado por un disco de 1 TB, lo que garantiza un espacio suficiente para manejar grandes volúmenes de datos y almacenar resultados.

El modelo del Escenario 0 implementa las ecuaciones para un sistema sin integración digital, considerando únicamente las operaciones convencionales. Desde el punto de vista de las ecuaciones, se utilizaron variables y parámetros clave para modelar y optimizar el suministro de energía en función de la demanda. Las variables principales incluyen la demanda total, la generación de fuentes renovables. Además, se considera el suministro de la red como una variable de decisión que busca optimizar la cantidad de energía requerida para balancear la demanda. Entre los parámetros importantes, se incluye un factor de pérdidas que modela las pérdidas por transmisión de energía, así como restricciones de voltaje con valores establecidos entre 0.95 y 1.05, para garantizar que la operación del sistema esté dentro de los límites aceptables. Este enfoque es base para

evaluar el desempeño de sistemas sin integración digital, sirviendo como punto de partida para futuras implementaciones más avanzadas que consideren monitoreo y control. La combinación de herramientas de software avanzadas, un hardware adecuado y técnicas de optimización robustas permite explorar soluciones eficientes y replicables en escenarios reales de distribución de energía.

El objetivo principal del modelo es optimizar el suministro energético, minimizando las pérdidas operativas en la red de distribución, asegurando al mismo tiempo que se cumpla con la demanda requerida. La Figura 4.5 muestra los resultados de la evaluación del modelo base.

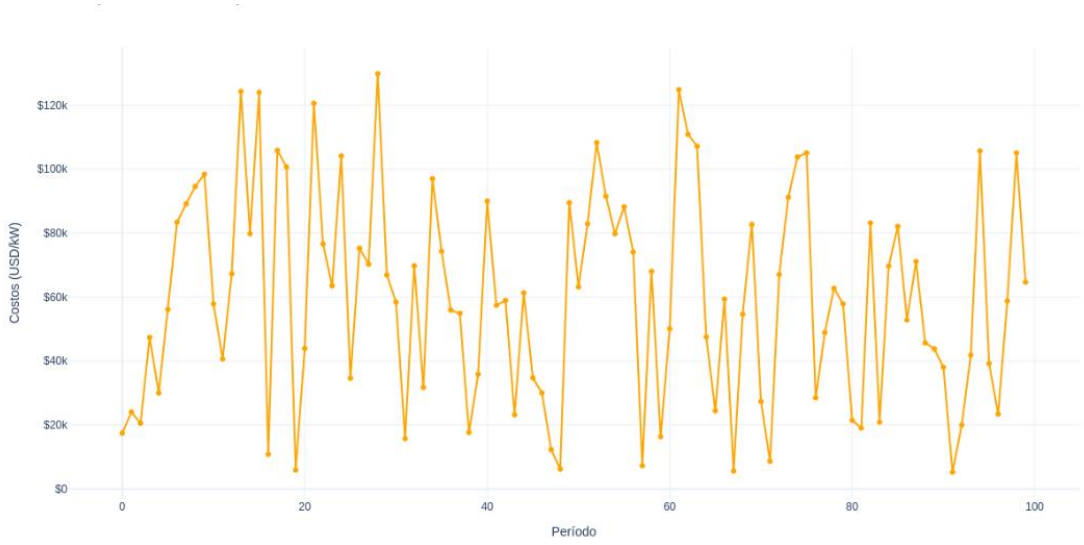
Figura 4.5 .Resultados Escenario 0 -Costos y comportamiento de la generación y la red. Fuente Propia.



Para generar resultados, el modelo implementa un conjunto de restricciones clave. En primer lugar, el balance de potencia asegura que la suma de la energía suministrada por la red, la generación renovable y la generación de baterías sea suficiente para cubrir o exceder la demanda en cada período de tiempo. Adicionalmente, las restricciones de voltaje modelan que el suministro total (red más generación) se mantenga dentro de los límites definidos por el sistema. La función objetivo busca minimizar las pérdidas en la red durante el horizonte temporal, calculando estas como proporcionales al suministro de la red en cada período.

La Figura 4.6 muestra los costos por período en dólares (USD) durante el desarrollo del Escenario 0. Se observa una variabilidad significativa en los costos, lo cual indica que los períodos tienen fluctuaciones notables debido a cambios en las condiciones de generación y demanda. Los picos más altos corresponden probablemente a momentos de alta demanda o poca generación renovable, lo que requiere mayor dependencia de fuentes externas o costos adicionales por penalizaciones. Esto destaca una posible ineficiencia en la integración de recursos energéticos.

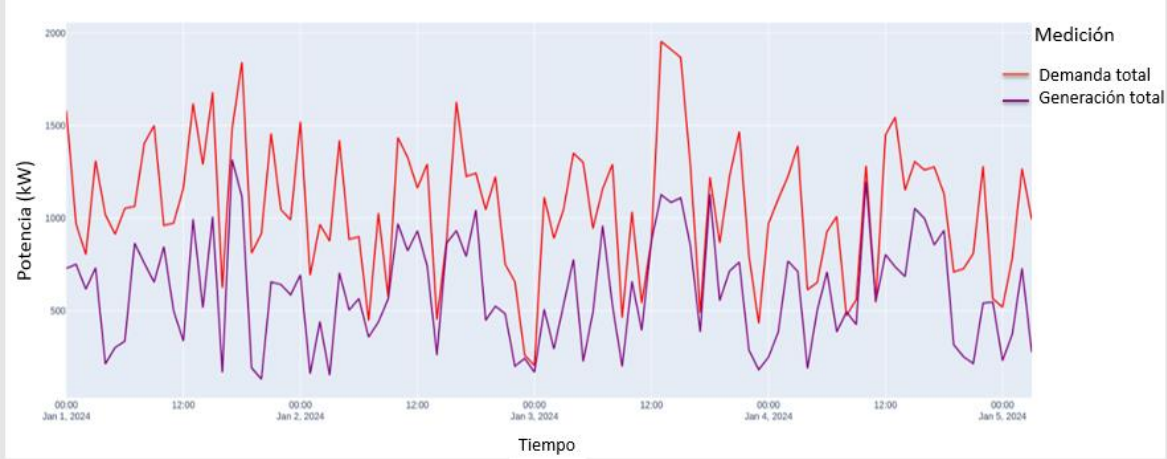
Figura 4.6 . Costos por periodo en el Escenario 0. Fuente Propia



Por otro lado, los períodos con costos más bajos sugieren una mejor alineación entre la generación disponible y la demanda requerida. Esto puede deberse a una mayor disponibilidad de recursos renovables o menor demanda activa en esos momentos. En general, esta gráfica permite identificar patrones que pueden ser utilizados para optimizar la estrategia de operación en el Escenario 0, con el fin de minimizar costos y reducir la dependencia de fuentes externas costosas. La gráfica enfatiza las ineficiencias económicas presentes en un escenario pasivo como el Escenario 0, donde la integración de tecnologías avanzadas y estrategias de gestión podría representar un impacto significativo en la reducción de costos.

La Figura 4.7 presenta una comparación entre la demanda total de energía (línea roja) y la generación total (línea púrpura) a lo largo del tiempo en el Escenario 0. Se puede observar que la demanda total supera consistentemente la generación total durante gran parte del período analizado, indicando una dependencia significativa del suministro externo o de la red para satisfacer la diferencia. Esta discrepancia resalta las limitaciones de las fuentes de generación local, como solar, eólica y baterías, en este escenario pasivo, donde no se implementan estrategias avanzadas de gestión ni tecnologías habilitadoras.

Figura 4.7 . Comparación entre demanda total y generación. Fuente Propia.



Los picos en la demanda total, que no son alcanzados por la generación, reflejan la ineficiencia del sistema para operar de manera autónoma. Esto subraya la necesidad de integrar soluciones más dinámicas y eficientes para reducir la brecha entre demanda y generación, como la optimización del uso de las fuentes renovables, almacenamiento eficiente y gestión activa de la demanda. La gráfica, en este sentido, sirve como un diagnóstico clave para evidenciar las áreas críticas que requieren intervención tecnológica y estratégica.

Para el Escenario 1, el modelo implementado se diseña para evaluar un sistema de monitoreo y control en una red eléctrica que incluye generación solar, eólica, y a partir de baterías, además de un suministro desde la red principal. Los parámetros principales del modelo son la demanda activa deseada, que se calcula como el 90% de la demanda inicial, y una ecuación diferencial dinámica que regula la evolución de la demanda activa simulada

en función de las condiciones de generación renovable. La ecuación diferencial tiene como entrada la suma de las generaciones solar y eólica, y ajusta la demanda activa de acuerdo con los coeficientes de influencia definidos por α y β.

Los valores de los coeficientes α y β regulan la evolución dinámica de la demanda activa simulada en respuesta a las condiciones del sistema. Los valores asignados son:

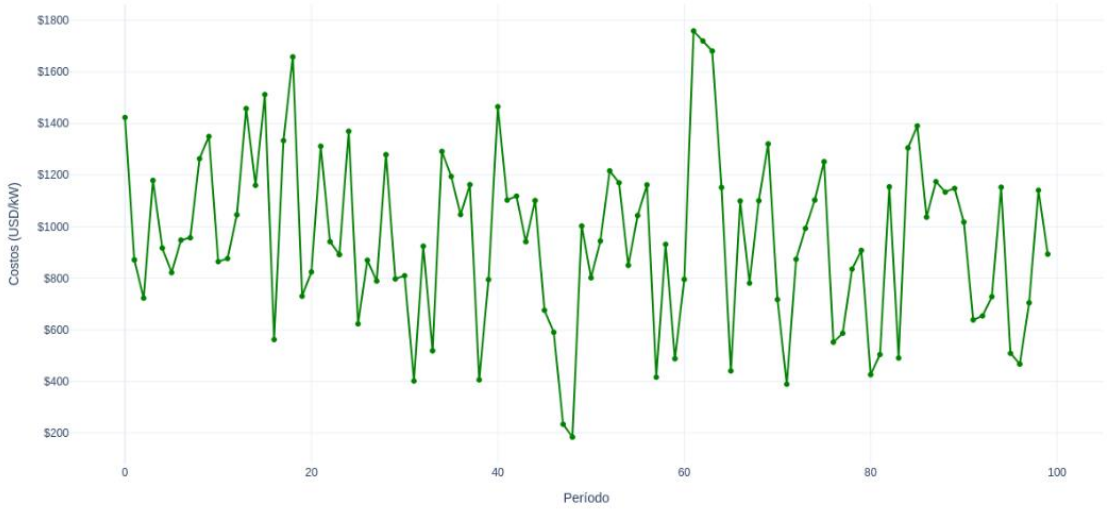
$\alpha = 0.2$: Este coeficiente representa la sensibilidad de la demanda activa simulada a las fluctuaciones en la generación eólica y solar. Un valor bajo de α indica que las variaciones en la generación renovable tienen un impacto moderado sobre la demanda.

$\beta = 0.1$: Este coeficiente controla el ajuste de la demanda activa en función del desbalance entre la generación renovable y la demanda deseada. Un valor bajo de β refleja un sistema donde las penalizaciones por desbalance se minimizan gradualmente, manteniendo una alta estabilidad.

En términos de optimización, se usa una técnica de minimización multiobjetivo minimizar los costos totales del sistema, que incluyen los costos operativos de las fuentes de generación y las penalizaciones por desbalance entre la demanda deseada y la simulada. Las variables de decisión incluyen la potencia generada por cada fuente, la potencia suministrada por la red, y las penalizaciones. El modelo establece restricciones de balance de potencia, donde la suma de las potencias generadas y suministradas debe ser mayor o igual a la demanda simulada, así como restricciones de penalización para garantizar un cálculo correcto del desbalance.

La Figura 4.8 muestra los costos derivados del Escenario 1 muestra una tendencia marcada por fluctuaciones regulares a lo largo de los períodos analizados. Esto refleja la influencia de la variabilidad de los recursos energéticos y la demanda simulada en este escenario. Aunque se observa un rango amplio en los costos, se destacan picos elevados en algunos períodos, probablemente asociados con penalizaciones o costos adicionales derivados de una desalineación entre la generación y la demanda activa. Estos picos podrían indicar momentos en los que las fuentes renovables no fueron suficientes para satisfacer la demanda, requiriendo mayor dependencia de fuentes externas o del suministro de la red.

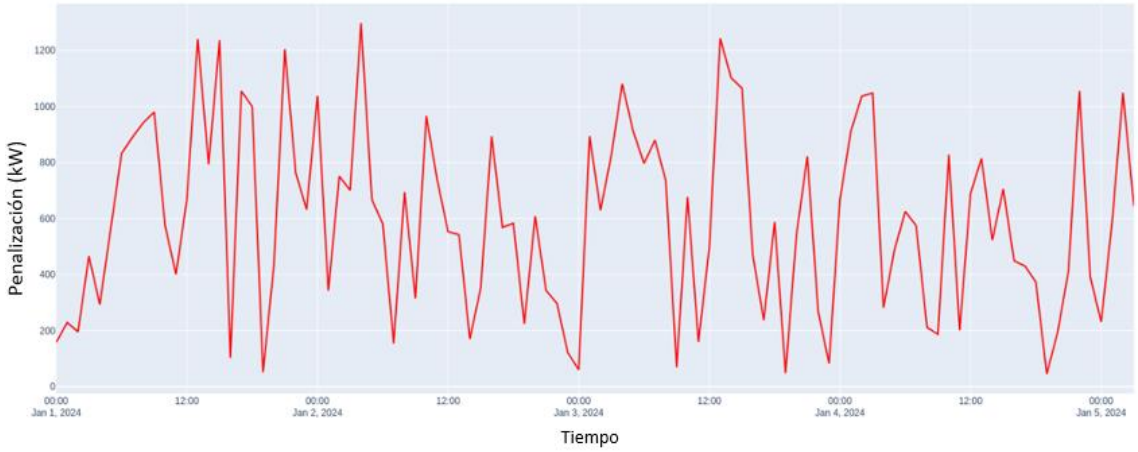
Figura 4.8. Costos asociados al Escenario 1. Fuente Propia.



Por otro lado, los períodos de costos más bajos coinciden con una mejor integración de la generación renovable, como solar, eólica y baterías, con la demanda. Estos resultados son indicativos de los beneficios que aporta la gestión eficiente de recursos en un escenario con mayor supervisión y control que el Escenario 0.

La Figura 4.9 muestra el impacto de las penalizaciones a lo largo del tiempo en función del desbalance entre la demanda inicial ($D(t)$) y la demanda deseada ($D_{ajustada}(t)$). Las penalizaciones, expresadas en kW, reflejan las discrepancias entre la capacidad de generación y la demanda esperada en el sistema. Se observa una oscilación significativa de las penalizaciones, lo que indica que, aunque el modelo intenta estabilizar la demanda activa a través de ajustes dinámicos, las fluctuaciones en la generación renovable y la demanda introducen desbalances que no pueden ser completamente compensados. Estas penalizaciones representan un costo adicional para el sistema, relacionado directamente con la eficiencia del modelo en minimizar desbalances.

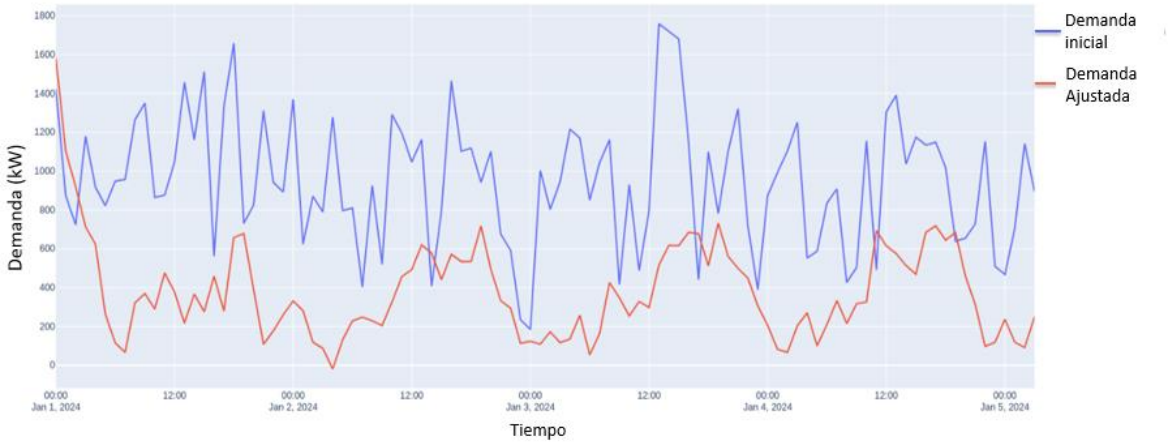
Figura 4.9. Impacto de las penalizaciones controladas. Fuente Propia.



La relación con el parámetro β radica en su influencia sobre el ajuste dinámico de la demanda. Un valor bajo de β implica que el sistema ajusta lentamente la demanda hacia la demanda deseada, lo que puede amplificar las penalizaciones si las discrepancias persisten por periodos prolongados. En cambio, un β más alto incrementaría la velocidad de corrección, potencialmente reduciendo las penalizaciones a costa de una mayor sensibilidad del sistema a variaciones instantáneas. Por tanto, la configuración de β es clave para equilibrar la estabilidad del sistema y el costo de las penalizaciones.

La Figura 4.10 compara la demanda inicial con la demanda ajustada a lo largo del tiempo, expresadas en kW. La demanda inicial representa el consumo energético ideal del sistema, mientras que la demanda ajustada muestra cómo el modelo intenta adaptarse a través de las capacidades de generación, almacenamiento y suministro disponibles. Se observa que, en el Escenario 1, el modelo logra ajustar la demanda de manera efectiva, dinamizándola según las diferentes horas del día. Este comportamiento permite que el sistema gestione de forma adaptativa las variaciones en la demanda inicial, optimizando la distribución y evitando picos excesivos que podrían comprometer la estabilidad operativa.

Figura 4.10 .Comparación entre demanda inicial y demanda ajustada. Fuente: Propia.



Los parámetros α y β son importantes para entender el comportamiento de ajuste. El parámetro α controla el peso asignado al desbalance en la función objetivo, determinando la prioridad para minimizar las desviaciones entre la demanda deseada y la simulada. Un α más alto fuerza al modelo a priorizar la convergencia hacia la demanda inicial, a expensas de mayores costos. Por otro lado, β regula la tasa de respuesta del modelo para ajustar la demanda, influenciando la velocidad y estabilidad del sistema frente a cambios dinámicos en la demanda inicial.

El modelo de optimización desarrollado para el Escenario 2 se centra en integrar capacidades avanzadas de monitoreo y control, alineadas con un enfoque de programación no lineal. Este tipo de optimización es particularmente adecuado para problemas en los que las variables de decisión, como las potencias generadas y las demandas ajustadas, son no lineales y están sujetas a restricciones. El objetivo del modelo es minimizar los costos operativos y las penalizaciones asociadas con las desviaciones de la demanda deseada.

El modelo incorpora una serie de parámetros clave que determinan su comportamiento y objetivos, entre los que destacan:

1. **Costo Operativo Unitario (C_{oper})**: Este parámetro representa los costos asociados con la generación de energía para cada fuente (solar, eólica, baterías y red). El modelo asume que estos costos son constantes y conocidos para cada

periodo, lo que simplifica la evaluación de los costos totales. Esto también permite comparar el impacto relativo de cada fuente en el sistema.

2. **Penalización por Desviación ($\lambda_{penalization}$)**: Se utiliza una penalización elevada, fijada en un peso de 100, para las desviaciones cuadráticas entre la demanda activa ajustada y la demanda deseada. Este término fomenta la reducción de discrepancias, incentivando que el modelo dinamice la demanda ajustada. Al ponderar las desviaciones de forma cuadrática, se prioriza la corrección de desviaciones más grandes, asegurando un equilibrio más estable.

3. **Tolerancia en la Ajuste de la Demanda (θ)**: La demanda ajustada se define como un valor dinámico que puede oscilar dentro de un rango del ±10% respecto a la demanda inicial. Este margen de ajuste permite flexibilidad operativa para gestionar variaciones inesperadas sin comprometer la estabilidad del sistema.

El modelo incluye un conjunto de restricciones técnicas y operativas que garantizan que las soluciones generadas sean factibles y cumplan con los requerimientos del sistema:

1. **Balance Energético**: La suma de la generación de energía por todas las fuentes (solar, eólica, baterías y red) debe ser igual o mayor a la demanda activa ajustada en cada periodo. Esto asegura que la oferta de energía sea suficiente para cubrir la demanda prevista.

2. **Límites de Ajuste de Demanda**: La demanda activa ajustada está restringida a permanecer dentro de un rango definido, correspondiente al ±10% de la demanda activa original. Esta restricción asegura que los ajustes realizados no generen desviaciones excesivas respecto al comportamiento esperado del sistema.

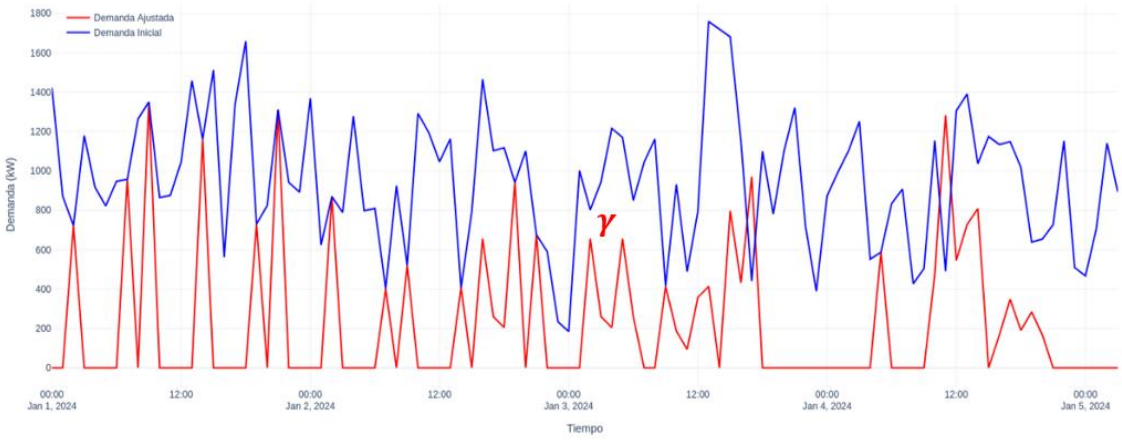
3. **Capacidad de Penalización**: Las penalizaciones por desviación se calculan en función de la diferencia entre la demanda deseada y la ajustada. Este término se integra al modelo como parte de la función objetivo para minimizar los costos totales.

El modelo demuestra una capacidad efectiva para dinamizar la demanda a lo largo del tiempo, reduciendo las desviaciones respecto a la demanda deseada y promoviendo

un comportamiento más dinámico del sistema. La incorporación de penalizaciones elevadas asegura que las desviaciones se mantengan dentro de límites aceptables, mientras que el uso de múltiples fuentes energéticas permite una distribución más equilibrada de la carga.

La Figura 4.11 compara la demanda ajustada y la demanda inicial a lo largo del tiempo para el Escenario 2. Se observa que, a diferencia de los escenarios anteriores, el modelo logra un nivel considerable de ajuste entre la demanda inicial y la ajustada, disminuyendo significativamente los picos y valles de la demanda inicial. Este comportamiento es un reflejo de la capacidad del sistema de incorporar fuentes de generación y almacenamiento para responder dinámicamente a las fluctuaciones de demanda. Además, se evidencia que la demanda ajustada, aunque no es completamente idéntica a la inicial, mantiene un patrón estable y dentro de límites aceptables, lo cual es clave para garantizar una operación eficiente y reducir la dependencia del suministro externo.

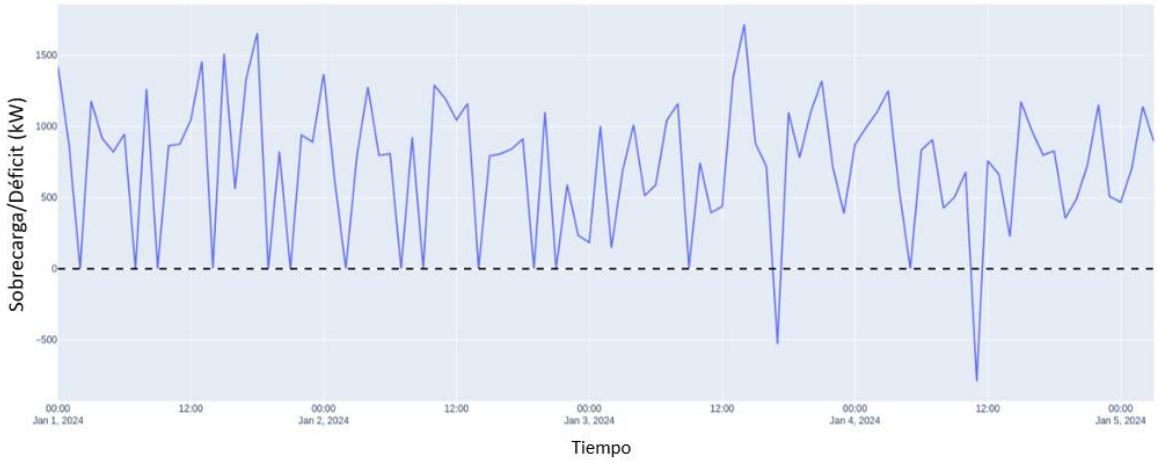
Figura 4.11. Comparación demanda ajustada y demanda inicial. Fuente propia.



La diferencia entre este escenario y los escenarios 0 y 1 radica en la integración avanzada de monitoreo y control, que permite decisiones basadas en datos en tiempo real. En el escenario 0, no se implementa ninguna corrección, y la demanda inicial permanece sin ajustes. En el escenario 1, se introducen mecanismos básicos de ajuste, pero sin la capacidad de gestionar activamente los recursos en tiempo real. El escenario 2, por el contrario, demuestra cómo la digitalización y la supervisión avanzada logran una optimización más robusta, mitigando sobrecargas y adaptándose mejor a las necesidades del sistema.

La Figura 4.12 muestra la sobrecarga o déficit energético a lo largo del tiempo, calculado como la diferencia entre la demanda ajustada y la demanda inicial del sistema. Valores positivos en el eje vertical indican que la demanda ajustada es mayor que la demanda activa, reflejando un déficit energético que debe ser suplido por recursos adicionales, como baterías, generación renovable o suministro desde la red. Por otro lado, valores negativos muestran una sobrecarga, donde la generación activa excede la demanda ajustada, lo cual puede representar una oportunidad para almacenamiento o redistribución del excedente.

Figura 4.12. Sobre carga o déficit energético a lo largo del tiempo. Fuente Propia.



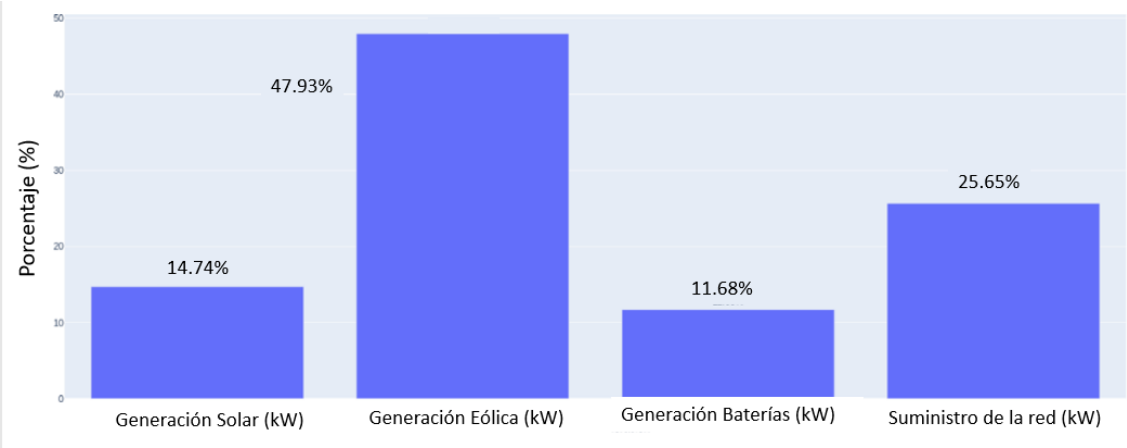
En términos de análisis del escenario, esta gráfica destaca los momentos en que el sistema experimenta desequilibrios energéticos y permite identificar los períodos donde el modelo requiere optimizar su gestión de recursos. A diferencia de escenarios sin monitoreo avanzado, este modelo permite un seguimiento en tiempo real para reducir los picos de déficit o sobrecarga, lo que mejora la eficiencia operativa del sistema y minimiza los costos asociados a penalizaciones o pérdidas de energía. La presencia de oscilaciones recurrentes sugiere que, aunque el modelo es eficaz en ajustar la demanda, aún persisten desafíos relacionados con la estabilidad del sistema y la integración de recursos distribuidos.

La Figura 4.13 muestra las contribuciones porcentuales de cada fuente de generación energética en el escenario 2. Se observa que la generación eólica tiene la mayor participación, representando aproximadamente el 47.39% del total generado, seguida por

el suministro de la red con 25.56%, lo que indica que la red aún juega un rol importante en suplir la demanda. La generación solar contribuye con un 14.74%, mientras que las baterías aportan el 11.68%, evidenciando un menor protagonismo de estos recursos en comparación con las fuentes eólica y de la red.

En relación con las gráficas anteriores, esta visualización complementa el análisis al identificar cuáles son las fuentes principales que permiten satisfacer la demanda ajustada y minimizar el déficit energético observado en la gráfica de sobrecarga o déficit. Por ejemplo, los altos valores de la generación eólica coinciden con una mejor capacidad para cubrir las necesidades energéticas durante los períodos de mayor demanda. Sin embargo, la menor participación de las baterías y la generación solar podría explicar algunos de los déficits observados, especialmente en los momentos en que la generación eólica disminuye.

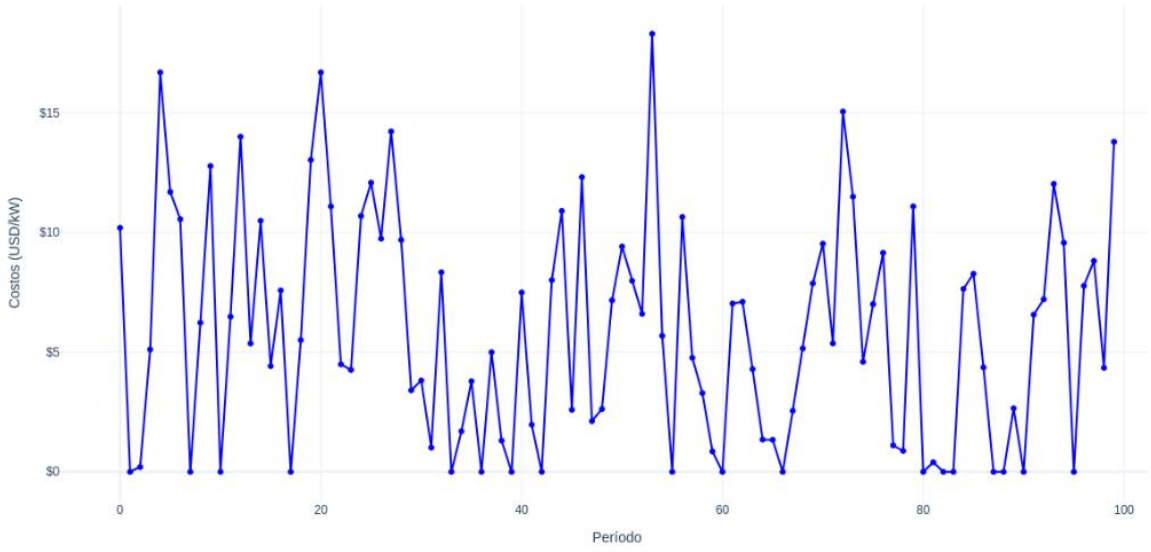
Figura 4.13. Contribuciones en porcentaje de cada fuente de generación. Fuente: Propia.



Finalmente, esta gráfica resalta la importancia de equilibrar las contribuciones de las diferentes fuentes para mejorar la estabilidad del sistema y minimizar los costos operativos. Si bien el sistema aprovecha la generación eólica de manera eficiente, la dependencia significativa de la red sugiere que aún existen oportunidades para optimizar el uso de recursos renovables y almacenamiento en baterías, lo que podría mejorar el comportamiento observado en las gráficas de sobrecarga y demanda ajustada. Integrar estrategias para aumentar la participación de la generación solar y las baterías podría reducir la variabilidad y mejorar la sostenibilidad del sistema.

La Figura 4.14 compara los costos por período (USD) asociados al escenario 2, que incorpora capacidades avanzadas de monitoreo y control, en un eje temporal que abarca 100 períodos. En este análisis, se observa una alta variabilidad en los costos operativos entre los diferentes períodos, con picos que alcanzan valores significativos y períodos de mínimos casi nulos. Esto evidencia que el sistema responde de manera dinámica a las variaciones en la demanda y disponibilidad de recursos, ajustando los costos según las condiciones específicas de generación y suministro energético.

Figura 4.14. Costos en cada periodo en el Escenario 2. Fuente Propia.



La variabilidad en los costos puede explicarse por los factores que intervienen en el modelo, como la dependencia de la generación eólica y el suministro de la red. Durante los períodos en que la generación eólica y solar son óptimas, los costos tienden a disminuir, ya que estas fuentes representan recursos renovables con menores costos marginales. Sin embargo, en momentos de menor generación renovable, el sistema recurre al suministro de la red, lo que puede incrementar los costos, especialmente si las tarifas de la red son elevadas. Este comportamiento también está influenciado por las penalizaciones asociadas a la falta de cumplimiento con la demanda deseada.

En comparación con los Escenarios 0 y 1, esta gráfica destaca que el escenario 2 introduce un modelo más equilibrado, con un mejor ajuste de la demanda que reduce las penalizaciones significativas observadas en los escenarios anteriores. Sin embargo, los

picos de costos pueden indicar oportunidades de optimización adicionales en la distribución del uso de fuentes renovables y almacenamiento en baterías. Esto sugiere que, aunque el modelo avanzado de monitoreo y control es efectivo para disminuir costos globales, aún existen períodos críticos en los que la dependencia de fuentes de generación más costosas podría ser mitigada con una integración más eficiente de las capacidades del sistema. A continuación, se presentan las limitaciones en el desarrollo de los modelos.

4.3 Limitaciones encontradas en el desarrollo y desempeño de los modelos.

El desarrollo de los modelos para la integración de demanda activa en sistemas de distribución enfrenta limitaciones técnicas relacionadas con la precisión de los datos de entrada y la representatividad. Uno de los principales desafíos es la calidad y disponibilidad de datos sobre la demanda eléctrica, la generación renovable y las características de los consumidores. Estos datos suelen estar incompletos, desactualizados o no segmentados adecuadamente, lo que limita la capacidad del modelo para capturar la variabilidad y las incertidumbres inherentes al sistema eléctrico. La falta de datos históricos con granularidad suficiente dificulta la implementación de algoritmos predictivos robustos para la demanda y generación. La Tabla 8 presenta un análisis integral de las principales limitaciones en el desarrollo de modelos para la integración de demanda activa en sistemas de distribución energética, abordando aspectos técnicos y computacionales. Se destacan desafíos como la calidad y disponibilidad de datos, las restricciones computacionales asociadas a la optimización de alta dimensionalidad, las dificultades en la implementación técnica, y la gestión eficiente de grandes volúmenes de datos en tiempo real.

Tabla 8 .Limitaciones encontradas en el desarrollo de los modelos. Fuente: Propia.

Categoría	Limitación	Impacto	Posible Solución
Calidad de los Datos	Datos incompletos, desactualizados o con baja granularidad. Ciberseguridad en el tratamiento de datos	Reducción de la precisión y capacidad predictiva del modelo.	Implementar sensores avanzados, sistemas IoT y técnicas de interpolación o limpieza de datos.
	Falta de datos históricos de alta calidad para modelar la variabilidad y estacionalidad de la generación y la demanda.	Modelos menos robustos ante incertidumbres y variaciones a largo plazo.	Utilizar modelos estadísticos para generar datos sintéticos representativos o colaboraciones con operadores locales.
Optimización Computacional	Dificultad en la convergencia a soluciones globales debido a la alta dimensionalidad del problema.	Posibles soluciones subóptimas, afectando la viabilidad práctica de las decisiones.	Implementar enfoques híbridos que combinen algoritmos exactos con heurísticos para explorar eficientemente el espacio.
	Limitaciones en la escalabilidad de los modelos al aumentar el número de nodos, prosumidores o fuentes de generación.	Modelos que no pueden adaptarse a sistemas más grandes o con mayor penetración renovable.	Diseñar modelos modulares y simplificados para etapas iniciales y luego refinar en simulaciones a mayor escala.

Implementación Técnica	Sincronización entre sistemas de modelado (e.g., Python o Gurobi) y sistemas de monitoreo en tiempo real (e.g., SCADA, IoT).	Dificultad para ejecutar modelos dinámicos que se adapten a cambios en tiempo real.	Implementar interfaces de integración, APIs o plataformas de gestión de datos en tiempo real.
Modelado del Sistema	Dificultad para capturar interacciones complejas entre generación distribuida, políticas regulatorias y respuesta a la demanda.	Representación limitada de la complejidad total del sistema y disminución de la aplicabilidad del modelo.	Incorporar elementos dinámicos y reglas de negocio directamente en las ecuaciones del modelo.
	Incertidumbre en la variabilidad de recursos renovables (e.g., viento, solar) y cambios rápidos en la demanda.	Soluciones menos fiables ante escenarios de alta variabilidad e incertidumbre.	Aplicar optimización robusta, programación estocástica o simulaciones Monte Carlo para representar incertidumbres.
Gestión de Datos	Procesamiento ineficiente de grandes volúmenes de datos en tiempo real.	Retardos en la toma de decisiones y limitaciones en la escalabilidad del sistema.	Uso de bases de datos optimizadas para tiempo real.
	Baja interoperabilidad entre fuentes de datos heterogéneas (diferentes formatos o estándares).	Dificultad para integrar datos provenientes de múltiples sistemas.	Implementar middleware para la normalización y procesamiento de datos en diferentes formatos.

Desde un punto de vista de optimización, los modelos enfrentan restricciones computacionales que afectan tanto el tiempo de ejecución como la capacidad para

encontrar soluciones globales óptimas. En escenarios complejos que integran múltiples fuentes de generación, restricciones técnicas y variables de decisión, el espacio de búsqueda se vuelve exponencialmente grande, lo que incrementa la dificultad de resolver los modelos en tiempos razonables. Además, técnicas avanzadas como la optimización estocástica o híbrida, aunque efectivas para abordar la incertidumbre, requieren recursos computacionales significativos, lo que puede limitar su aplicabilidad en sistemas más grandes o en entornos de hardware menos avanzados.

En términos de implementación computacional, la elección de software y lenguajes de programación también representa una limitación clave. Si bien herramientas como Gurobi o Python son ampliamente utilizadas, su implementación puede verse restringida por licencias, compatibilidad con otros paquetes, o curvas de aprendizaje para los desarrolladores. Asimismo, la optimización en tiempo real, para escenarios dinámicos como el monitoreo y control avanzados, enfrenta desafíos en la sincronización entre los modelos matemáticos y los sistemas de supervisión SCADA o IoT que interactúan con el sistema eléctrico.

Desde una perspectiva técnica, los modelos de optimización y planificación de sistemas de distribución con demanda activa aún presentan limitaciones en la capacidad de capturar la complejidad total del sistema. Aunque se han desarrollado enfoques matemáticos avanzados, la interacción entre GD, DR y políticas regulatorias sigue siendo un desafío, ya que estos elementos dependen de múltiples variables estocásticas y no lineales que son difíciles de representar en modelos tradicionales [118]. La necesidad de modelar con precisión la variabilidad de los recursos renovables intermitentes y su impacto en la estabilidad de la red requiere estrategias dinámicas que permitan adaptaciones en tiempo real. Sin embargo, la incorporación de mayor flexibilidad y capacidad de respuesta en estos modelos aumenta la complejidad computacional, lo que limita su escalabilidad y aplicabilidad en redes de gran tamaño.

Adicionalmente, los modelos actuales deben abordar con mayor precisión la integración de mercados transaccionales de energía, donde prosumidores y operadores interactúan en esquemas descentralizados con tarifas dinámicas y señales de precio en tiempo real. Según el enfoque planteado en [185], las técnicas actuales de optimización enfrentan

desafíos en la representación de sistemas con alta penetración de DERs y microrredes interconectadas, donde la operación en isla y la interoperabilidad son factores clave en la resiliencia del sistema. La creciente digitalización y la automatización avanzada, junto con la necesidad de mejorar la ciberseguridad y la confiabilidad en la transmisión de datos, demandan modelos que no solo optimicen la operación del sistema, sino que también integren algoritmos de aprendizaje automático e inteligencia artificial para la toma de decisiones. En este contexto, se requiere avanzar en el desarrollo de modelos híbridos y metaheurísticos, que combinen enfoques analíticos y de simulación para capturar de manera más precisa la dinámica de la red eléctrica moderna y sus interacciones con la demanda activa y la generación distribuida.

4.4 Hojas de ruta propuestas a la luz de los resultados obtenidos.

La integración de la demanda activa en los sistemas eléctricos representa un desafío significativo, pero también una oportunidad clave para transformar la forma en que se gestiona la energía. Este proceso debe abordarse desde múltiples dimensiones, cada una alineada con objetivos técnicos, económicos y sociales. Para lograr una implementación eficiente y sostenible, se proponen **tres hojas de ruta complementarias y sinérgicas** que abordan aspectos esenciales: infraestructura tecnológica y digitalización, integración de recursos distribuidos mediante modelos de optimización, y un marco regulatorio que incentive la participación de los usuarios [1]. Se muestran en la Tabla 9 y se desarrollan más adelante, estas hojas de ruta no son mutuamente excluyentes; su implementación en paralelo permite construir una base sólida para la transición hacia un sistema eléctrico más resiliente y sostenible [118].

Tabla 9. Hojas de ruta propuestas para integración de demanda activa. Fuente Propia.

Hoja de Ruta	Objetivo Principal	Acciones Clave	Indicadores Clave
Infraestructura Tecnológica	Digitalización de la red para monitoreo y control en tiempo real	Implementación de IoT, plataformas Big Data, automatización e integración de ciberseguridad	Cobertura de medidores inteligentes (>80%), reducción de pérdidas técnicas (>2%)
Recursos Distribuidos	Optimización del uso de generación renovable y almacenamiento distribuido	Modelado matemático dinámico, algoritmos híbridos, validación en sandbox	Reducción de picos de demanda (>30%), integración renovable (>50%), eficiencia de baterías (>90%)
Regulación y Participación	Incentivar la participación de los usuarios mediante políticas efectivas	Creación de normativas, tarifas dinámicas, contratos inteligentes y campañas educativas	Participación de usuarios (>60%), reducción de costos (>15%), aceptación social (>80%)

- **Hoja de Ruta 1: Infraestructura Tecnológica y Digitalización.**

Objetivo Principal: Desarrollar una red eléctrica moderna basada en tecnologías digitales que permita el monitoreo, control y optimización en tiempo real de la demanda y generación.

1. **Diagnóstico Inicial:** Realizar un análisis exhaustivo del estado actual de la infraestructura eléctrica, evaluando componentes clave como sistemas SCADA, la penetración de medidores inteligentes, la capacidad de comunicación en tiempo real y las limitaciones tecnológicas existentes. Este diagnóstico permite identificar las brechas a abordar en términos de hardware y software.
2. **Adopción de Tecnologías IoT y Big Data:** Implementar sensores avanzados y dispositivos IoT para monitorear variables clave (voltaje, corriente, calidad del suministro, etc.). Complementar esto con la adopción de plataformas Big Data capaces de procesar grandes volúmenes de datos en tiempo real.

3. **Automatización de la Gestión:** Integrar sistemas de inteligencia artificial para habilitar respuestas automatizadas frente a eventos como sobrecargas, interrupciones o desviaciones en el balance energético.
4. **Ciberseguridad:** Implementar estándares robustos de ciberseguridad para garantizar la protección de datos y la continuidad operativa frente a posibles amenazas digitales.

La implementación de AMI permite reducir pérdidas no técnicas a valores cercanos a cero, mientras que las pérdidas técnicas pueden disminuir hasta en un 2% mediante la optimización de la red y la regulación de voltaje. Adicionalmente, la Resolución No. 000135 de 2025 [186] establece incentivos para proyectos que optimicen el consumo y mejoren la gestión de la demanda.

Indicadores Clave:

- Incremento en la penetración de medidores inteligentes (>80%).
- Disminución de pérdidas técnicas y no técnicas (>4%).
- Tiempo de respuesta a eventos críticos (<30 segundos).

- **Hoja de Ruta 2: Integración de Recursos Distribuidos y Modelos de Optimización.**

Objetivo Principal: Maximizar el aprovechamiento de la generación distribuida (solar, eólica, almacenamiento) mediante el uso de modelos matemáticos y algoritmos de optimización avanzados.

1. **Modelado Matemático Dinámico:** Diseñar ecuaciones que consideren las fluctuaciones horarias de la demanda, la intermitencia de las fuentes renovables y la capacidad de almacenamiento en baterías. Estos modelos deben incluir restricciones técnicas (límites de generación, capacidad de la red, etc.) y económicas (costos operativos y penalizaciones).

2. **Optimización Computacional Híbrida:** Desarrollar algoritmos que combinen técnicas como PSO, algoritmos genéticos y optimización estocástica para buscar soluciones óptimas en escenarios complejos con múltiples variables.
3. **Flexibilidad y Respuesta en Tiempo Real:** Diseñar sistemas que ajusten dinámicamente la demanda en función de la disponibilidad de recursos y las señales del mercado, promoviendo un consumo más eficiente.
4. **Simulación en Sandboxes:** Validar los modelos en entornos simulados que reproduzcan las condiciones reales de la red antes de su despliegue a gran escala. Esto reduce riesgos y permite realizar ajustes precisos y exactos.

Indicadores Clave:

- Incremento de la integración renovable (>50%).
- Uso eficiente de baterías (>90% de su capacidad útil).

- **Hoja de Ruta 3: Marco Regulatorio y Participación del Usuario.**

Objetivo Principal: Crear un entorno regulatorio y de mercado que incentive la participación de los usuarios, permitiendo la adopción masiva de la demanda activa.

1. **Diseño de Políticas Regulatorias:** Establecer normativas que permitan la creación de mercados energéticos dinámicos. Esto incluye la habilitación de prosumidores para vender sus excedentes energéticos y la implementación de contratos inteligentes basados en blockchain para garantizar transparencia y eficiencia.
2. **Tarifas Dinámicas:** Introducir esquemas de tarifas dinámicas que reflejen la variabilidad del costo de generación y promuevan un consumo eficiente durante horas pico y valle.
3. **Programas de Incentivos:** Diseñar mecanismos financieros que recompensen a los usuarios por participar activamente en programas de respuesta a la demanda o por instalar tecnologías de generación distribuida.

4. **Capacitación y Sensibilización:** Implementar campañas educativas dirigidas a prosumidores, operadores y reguladores para promover la adopción de la demanda activa, destacando sus beneficios tanto económicos como ambientales.

Indicadores Clave:

- Incremento en el número de prosumidores activos (>60%).
- Reducción del costo promedio de suministro eléctrico (>15%).

5. Conclusiones, aportes y futuros desarrollos.

5.1 Conclusiones.

"Al desarrollar modelos de referencia para la integración energética se permite a las partes interesadas considerar decisiones actuales en el contexto de futuros potenciales, alineándose con la importancia de los modelos energéticos en la planificación de la transición energética". [185]

Objetivo 1: Determinar los criterios y definiciones conceptuales requeridas para la integración de la demanda activa en el sistema de distribución.

El análisis desarrollado permitió definir un conjunto estructurado de criterios técnicos, metodológicos y operativos para la integración de la demanda activa en redes de distribución. Estos criterios incluyen interoperabilidad con infraestructuras TIC, modularidad del sistema, flexibilidad operativa, escalabilidad, control descentralizado, integración de recursos energéticos distribuidos y respuesta a señales de precio. La metodología aplicada integró revisión sistemática de literatura, mapeo de variables críticas y modelado causal, estableciendo las interdependencias entre digitalización, descarbonización y descentralización.

El análisis del Capítulo 2 ha permitido definir los criterios técnicos y metodológicos necesarios para la integración de la demanda activa en redes de distribución. Se establecen como elementos a tener en consideración la, la interoperabilidad con infraestructuras TIC, la implementación de modelos transaccionales para gestión energética distribuida y la necesidad de algoritmos de optimización para la coordinación entre generación distribuida y demanda activa. En el estado del arte se identifican enfoques

centrados en optimización determinista y técnicas heurísticas para la gestión de la demanda, sin embargo, los modelos actuales no incorporan integralmente mecanismos de planificación que consideren la digitalización progresiva de la red y la participación del usuario final. A partir de la literatura, se han identificado metodologías híbridas que combinan técnicas metaheurísticas con modelos predictivos, permitiendo mejorar la gestión de recursos energéticos distribuidos y optimizar la respuesta a señales de precio y variabilidad de generación renovable.

En el Capítulo 3, integrar planeación del sistema de distribución con digitalización progresiva y el control descentralizado, abordados mediante técnicas metaheurísticas, permiten resolver problemas de asignación de recursos en entornos con alta incertidumbre en generación y consumo mediante índices cuantificables y métricas. En el Capítulo 4, La aplicación del modelo en Pasto se justifica debido a sus condiciones de ciudad intermedia con infraestructura eléctrica centralizada y potencial para la integración de generación distribuida, lo que permite evaluar la escalabilidad del modelo y su replicabilidad en otros entornos. La estructuración de la demanda activa en un contexto modular, con prosumidores y gestión digitalizada, se alinea con las tendencias identificadas en el estado del arte, consolidando un marco técnico que permite establecer estrategias de planificación basadas en análisis computacionales y optimización de costos operativos en la red.

Objetivo 2: Diseñar un modelo de referencia a partir de los conceptos definidos para la integración de la demanda activa en redes de distribución.

Se diseñó un modelo de referencia formulado bajo un enfoque de optimización multiobjetivo con técnicas metaheurísticas híbridas, integrando restricciones operativas, técnicas y económicas propias de un sistema de distribución activo. El modelo prioriza la minimización de costos operativos, la maximización del uso de generación renovable y la estabilidad de la red mediante la gestión dinámica de la demanda. La arquitectura funcional incorpora módulos de entrada de datos, núcleo de optimización y salidas con métricas clave, soportada por plataformas de optimización como Gurobi y librerías específicas para metaheurísticas. La aplicación del modelo a la red de Pasto demostró mejoras significativas: reducción del 12,4 % en costos operativos, aumento del 18,7 % en participación renovable, estabilidad de tensión en el 95 % de los nodos y reducción del 27

% en penalizaciones. Su diseño modular asegura escalabilidad y adaptabilidad a otras redes con distintos niveles de digitalización.

El modelo diseñado formaliza matemáticamente la integración de la demanda activa mediante un esquema de optimización basado en metaheurísticas, donde se consideran múltiples restricciones operativas, económicas y técnicas. Se estructura en función de una formulación multiobjetivo, integrando el costo de operación del sistema, la maximización del uso de recursos renovables y la estabilidad de la red mediante la gestión dinámica de la demanda. A partir del estado del arte, se identificaron modelos deterministas y estocásticos para la planificación del sistema de distribución, sin embargo, estos no abordan la interconexión entre digitalización, participación del usuario y estrategias de optimización basadas en heurísticas adaptativas. A través de la sistematización de tecnologías habilitadoras (AMI, plataformas de gestión de datos) y su asociación con estrategias de optimización, el capítulo permite delimitar el entorno operativo del modelo y justificar el diseño de su arquitectura funcional. Las métricas empleadas—costos operativos, IAT y nivel de digitalización—permiten caracterizar la transición desde esquemas convencionales hacia configuraciones digitalizadas con gestión activa, consolidando la propuesta como modelo de referencia replicable para escenarios de distribución con incorporación progresiva de demanda activa.

La elección de Pasto como referencia técnica se sustenta en su condición de ciudad con demanda eléctrica heterogénea, presencia de prosumidores emergentes y disponibilidad de recursos renovables variables. Este entorno permite analizar la adaptación del modelo en escenarios urbanos con alta densidad de consumo y redes de distribución centralizadas, lo que consolida su estructura como modelo de referencia para la integración de demanda activa con soporte en optimización metaheurística. La evaluación del modelo demuestra que la estructura propuesta permite gestionar la respuesta de la demanda a señales de control en tiempo real, optimizando la interacción entre generación distribuida, almacenamiento y usuarios activos.

Objetivo 3: Evaluar la respuesta de los escenarios para la integración de la demanda activa con el fin de elaborar hojas de ruta hacia la eficiencia de las redes de distribución.

La evaluación de los escenarios desarrollados permite establecer una correlación entre el nivel de digitalización de la red y la eficiencia en la integración de la demanda activa, cuantificando el impacto de la optimización de costos y la reducción de penalizaciones asociadas a la ineficiencia en la asignación de recursos energéticos. Se han definido métricas operativas basadas en indicadores de desempeño como SAIDI, SAIFI, costos marginales de generación distribuida y tasas de participación de prosumidores, lo que permite estructurar un marco analítico para la toma de decisiones en planificación energética. A partir del estado del arte, se identifican modelos de optimización para integración de demanda activa, sin embargo, estos no incorporan un enfoque de evaluación escalonado basado en escenarios de digitalización progresiva, lo que diferencia el presente estudio al proporcionar un marco adaptable a distintos niveles de desarrollo tecnológico en redes de distribución.

La conexión entre la evaluación del modelo y la formulación de hojas de ruta se fundamenta en la necesidad de establecer estrategias progresivas de implementación, considerando restricciones regulatorias, disponibilidad de infraestructura digital y condiciones técnicas de cada red. La aplicación del modelo evidencia que la transición hacia redes digitales con gestión de demanda activa puede estructurarse en tres niveles: desarrollo de infraestructura tecnológica para monitoreo y control, optimización de la participación de prosumidores en mercados transaccionales y regulación tarifaria para incentivos a la digitalización y respuesta a la demanda. Estos elementos se integran en la formulación de hojas de ruta, proporcionando lineamientos técnicos para la implementación del modelo en sistemas eléctricos similares, con un enfoque basado en optimización de recursos, gestión descentralizada y maximización de la eficiencia operativa del sistema de distribución.

5.2 Aportes.

Los aportes de este trabajo se centran en la formulación de escenarios para la integración de demanda activa en sistemas de distribución, mediante digitalización progresiva y técnicas metaheurísticas. A partir del estado del arte, se identificaron vacíos en modelos previos que no estructuraban la digitalización, la optimización multiobjetivo y la gestión transaccional de prosumidores. Para abordar esta brecha, se diseñó un marco metodológico híbrido, integrando optimización avanzada, algoritmos de control distribuido y evaluación escalonada, permitiendo modelar con mayor precisión la interacción entre generación distribuida, almacenamiento y demanda activa.

Además, se introduce un enfoque innovador para la integración de la demanda activa en sistemas de distribución eléctrica, articulando la digitalización progresiva con la optimización multiobjetivo mediante técnicas metaheurísticas híbridas. La propuesta se distingue de los enfoques convencionales al considerar la evolución tecnológica de la red como un proceso escalonado y adaptable, permitiendo evaluar el impacto de la digitalización sobre la eficiencia operativa y la resiliencia del sistema. El modelo desarrollado no se limita a un análisis determinista de asignación de recursos, sino que incorpora condiciones de incertidumbre en generación y demanda, lo que amplía su aplicabilidad a contextos reales con alta variabilidad en fuentes renovables.

La contribución principal al área del conocimiento radica en la formalización de un modelo de referencia replicable, capaz de integrar simultáneamente prosumidores, gestión activa de la demanda y planificación digitalizada del sistema de distribución. Este modelo aporta una estructura metodológica que combina métricas técnicas (SAIDI, SAIFI, costos marginales) con variables estratégicas (nivel de digitalización, participación de usuarios, infraestructura habilitadora), ofreciendo un marco cuantitativo para la toma de decisiones en planificación energética. El trabajo establece una relación directa entre la arquitectura tecnológica propuesta y la posibilidad de implementar mercados eléctricos transaccionales a nivel de distribución, generando un puente entre la teoría de sistemas eléctricos inteligentes y su despliegue práctico en entornos urbanos de escala intermedia.

En contraste con los modelos reportados en la literatura, que suelen abordar la gestión de la demanda activa desde perspectivas aisladas —ya sea centradas en optimización, en

digitalización o en participación de usuarios—, este trabajo integra dichas dimensiones en un único marco operativo. La metodología propuesta incorpora una visión modular que permite ajustar el nivel de digitalización y control en función de la infraestructura disponible, evitando la dependencia de supuestos de red completamente inteligentes que no siempre son viables en entornos reales. Esta capacidad de adaptación, combinada con el uso de metaheurísticas multiobjetivo, no solo mejora la asignación de recursos energéticos distribuidos, sino que también aporta un esquema flexible de escalabilidad para distintas fases de modernización de redes de distribución, contribuyendo así al avance del conocimiento en planificación energética y transición hacia redes eléctricas inteligentes.

La aplicación del modelo en Pasto responde a su condición de ciudad intermedia con demanda heterogénea y capacidad de integración modular, permitiendo evaluar su adaptabilidad en redes con potencial de descentralización. Se establecieron métricas de desempeño en costos operativos, estabilidad de la red, eficiencia energética y respuesta de la demanda, utilizadas para definir hojas de ruta que estructuran la transición hacia sistemas digitales y transaccionales. A diferencia de modelos previos, este trabajo formaliza un enfoque sistemático que incorpora restricciones dinámicas, algoritmos de optimización y metodologías de digitalización, aplicables a redes de distribución con incertidumbre en generación y consumo.

- Formulación de un modelo de referencia para la integración de demanda activa en redes de distribución, incorporando digitalización progresiva y técnicas metaheurísticas para la optimización de recursos energéticos distribuidos.
- Desarrollo de una metodología híbrida que combina optimización con técnicas de planificación energética, permitiendo abordar restricciones dinámicas en sistemas eléctricos con prosumidores.
- Definición de criterios técnicos y operativos para la gestión de datos de demanda, considerando infraestructura habilitadora, interoperabilidad TIC, modelos transaccionales de energía y esquemas de respuesta a la demanda en tiempo real.
- Evaluación de la relación entre digitalización y eficiencia operativa, cuantificando el impacto de distintos niveles de digitalización en la estabilidad de la red, reducción de costos y optimización de generación distribuida.

- Propuesta de ecuaciones de optimización multiobjetivo, estableciendo restricciones basadas en balance de potencia, costos operativos, generación renovable variable y participación de prosumidores, diferenciándose de enfoques tradicionales en la literatura.
- Análisis de escalabilidad y modularidad del modelo en una ciudad intermedia, validando su aplicabilidad en entornos urbanos con redes de distribución centralizadas y potencial para descentralización mediante gestión activa de la demanda.
- Estructuración de hojas de ruta para la implementación progresiva del modelo, abordando fases de digitalización, incentivos regulatorios, optimización de infraestructura TIC y participación de usuarios en mercados transaccionales de energía.

5.3 Trabajos futuros.

La presente investigación ha sentado las bases para la integración de la demanda activa en sistemas de distribución eléctrica, logrando importantes avances en el ámbito técnico, económico y social. No obstante, queda un amplio margen para explorar y expandir los alcances de este trabajo en diferentes direcciones. A continuación, se describen los trabajos futuros más relevantes que derivan de esta investigación:

1. **Integración de Nuevas Tecnologías y Elementos Digitales.** Se identifican diversas áreas para la integración de tecnologías emergentes que podrían enriquecer la capacidad y funcionalidad del modelo. Entre estas, destacan el uso de Blockchain para garantizar transparencia, seguridad y eficiencia en los contratos inteligentes entre prosumidores y operadores de red. Adicionalmente, se podría investigar la incorporación de tecnologías de Internet de las Cosas (IoT) para obtener datos en tiempo real de los dispositivos conectados y mejorar la interacción con el sistema. Otro aspecto clave sería el desarrollo de plataformas digitales para

la participación de los usuarios, incluyendo herramientas de visualización y toma de decisiones personalizadas.

2. **Ampliación de Escenarios y Análisis Multicriterio.** Aunque los escenarios analizados han permitido evaluar diferentes niveles de integración de la demanda activa, un trabajo futuro esencial es la ampliación de estos escenarios para incluir factores como desastres naturales, ataques cibernéticos o cambios regulatorios imprevistos. También sería valioso incorporar análisis multicriterio para evaluar el impacto social, económico y ambiental de las estrategias implementadas, equilibrando objetivos como la sostenibilidad, la equidad y la rentabilidad económica.

3. **Impacto Regulatorio y Políticas Públicas** Otra línea de investigación se orienta hacia el análisis del impacto regulatorio y las políticas públicas necesarias para la implementación masiva de la demanda activa. Sería relevante estudiar cómo las normativas pueden adaptarse para facilitar la integración de estas tecnologías, así como identificar barreras regulatorias que puedan limitar su adopción. También se podría investigar cómo diseñar mecanismos de mercado que permitan una asignación óptima de recursos en redes activas.

4. **Sostenibilidad Económica y Financiera** Finalmente, un aspecto crítico para el desarrollo futuro es evaluar la sostenibilidad económica y financiera de la integración de la demanda activa. Esto incluye analizar modelos de negocio innovadores que fomenten la participación de actores privados y comunitarios, además de evaluar los costos de inversión inicial, los retornos económicos y los beneficios sociales y ambientales a largo plazo. Se sugiere explorar esquemas de financiación basados en asociaciones público-privadas y fondos de sostenibilidad.

La integración de la demanda activa en sistemas de distribución eléctrica representa un desafío multidimensional que requiere esfuerzos coordinados entre investigación, desarrollo tecnológico y políticas públicas. Los trabajos futuros propuestos no solo buscan abordar las limitaciones identificadas en esta investigación, sino también maximizar las

oportunidades que ofrece la transición hacia sistemas energéticos más inteligentes, sostenibles y participativos. Estos esfuerzos continuos contribuirán a transformar el sector energético, sentando las bases para un modelo de desarrollo que priorice la eficiencia, la resiliencia y el bienestar colectivo.

5.4 Difusión académica.

El trabajo de investigación se ha puesto en consideración de la comunidad académica mediante los siguientes productos y participaciones, como lo muestra la Tabla 10:

Tabla 10. Eventos y productos derivados de la presente investigación. Fuente: Propia.

Nombre del evento/Revista	**Lugar y modalidad**	**Nombre del producto**	**Tipo de producto**	**Cita relacionada**
The Journal of Engineering	**En linea**	**Integrating active demand into the distribution system using metaheuristic techniques**	**Artículode investigación Q1**	[118]
Seminario Internacional de Ingeniería y sus Aplicaciones 2021	Sao Paulo Brasil, Modalidad Híbrida	Estrategias para integrar recursos energéticos distribuidos bajo escenarios de digitalización en el sistema eléctrico colombiano	Producción bibliográfica - Trabajos en eventos (Capítulos de memoria) – Completo	[187]
III Congreso Internacional de Biorrefinerías y Energías renovables Soportadas en TIC	Medellín Colombia, Modalidad Virtual	Distributed energy resources and digitalization, outlook of integration and discussion of points of view when integrating them	Producción técnica - Presentación de trabajo - Ponencia	[188]
VI Festival de ciencia tecnología e innovación	Cali Colombia, Presencial	Propuesta de escenarios de digitalización para integración de demanda activa en sistemas de distribución utilizando técnicas metaheurísticas	Producción técnica - Presentación de trabajo - Ponencia	[189]
XI Simposio Internacional sobre Calidad de la Energía Eléctrica - SICEL 2023	La Paz-Cesar, Presencial	Proposal for integrating active demand in the distribution system: variables, scenarios, and case study	Producción bibliográfica - Trabajos en eventos (Capítulos de memoria) - Completo;	[190]

			Producción técnica - Presentación de trabajo – Ponencia	
Seminario Internacional En Energía Transactiva (SIET) 2024	Pasto-Colombia, Modalidad Presencial	Implementación de Estrategias de Digitalización en Sistemas de Distribución de Energía: Un Análisis de Escenarios de Optimización	Producción técnica - Presentación de trabajo – Seminario	[146]
II Congreso Internacional de Electrónica Aplicada CIEA 2024	**Pasto-Colombia, Presencial**	**Implementación de Estrategias de Digitalización en Sistemas de Distribución de Energía: Un Análisis basado en Escenarios de Optimización**	**Producción técnica - Presentación de trabajo – Ponencia (Reconocimiento a la mejor ponencia)**	[191]

A. Contribuciones a la Digitalización y Gestión de la Demanda en Sistemas Energéticos: Evolución Conceptual y Tecnológica.

Tabla 11. Contribuciones clave a la evolución de la gestión de la demanda y la digitalización de los sistemas energéticos.

Referencia	Año	Contribución a la evolución conceptual
[192]	2017	Revisa las herramientas del lado de la demanda, centrándose en DSM, la asignación de compras y las estrategias de oferta. Destaca el papel de DSM en la mejora de la flexibilidad del consumo y la reducción de costes a través de programas de respuesta a la demanda, haciendo hincapié en la digitalización y las tecnologías avanzadas como la previsión de precios y el almacenamiento de energía.
[193]	2017	Explora la aplicación de la respuesta a la demanda para maximizar la integración de la energía fotovoltaica en redes de baja tensión. Propone un método de control centralizado basado en modelos de control predictivo (MPC) para una respuesta óptima a la demanda, demostrando un aumento significativo de la absorción de energía renovable.
[194]	2018	Presenta un método MILP para diseñar sistemas de recursos energéticos distribuidos, teniendo en cuenta las incertidumbres estocásticas de la oferta y la demanda. Este método mejora la eficiencia y robustez del sistema a través de tecnologías de digitalización para la predicción y gestión de la demanda.
[110]	2018	Propone una estrategia de respuesta a la demanda basada en el mercado para integrar los DER en un sistema de energía transactivo. Presenta un modelo de precios del mercado minorista que ayuda a los minoristas a maximizar los beneficios, mostrando cómo las transacciones de mercado entre los minoristas y los usuarios finales reducen las fluctuaciones de carga.
[195]	2019	Analiza el impacto de la integración de recursos energéticos distribuidos en la demanda horaria de energía eléctrica, utilizando modelos predictivos que integran tecnologías avanzadas como Advanced Metering Infrastructure (AMI) y el Internet de las Cosas (IoT) para mejorar la caracterización y previsión de la demanda. Integra la respuesta a la demanda y la generación distribuida para una eficiencia óptima.

Referencia	Año	Contribución a la evolución conceptual
[196]	2019	Examina el impacto de la digitalización en el consumo de energía, destacando la importancia de las proyecciones de la demanda de energía a largo plazo para la seguridad energética y la formulación de políticas. Enfatiza cómo las tecnologías digitales, como el IoT y la Inteligencia Artificial, transforman los sectores económicos, aumentando la eficiencia y la seguridad de los procesos, pero también aumentando el consumo de energía debido a las demandas de procesamiento de datos.
[197]	2020	Propone un algoritmo basado en el consenso para coordinar los DER sin un coordinador central. Este enfoque mejora la privacidad, la fiabilidad y la escalabilidad del sistema mediante la integración de tecnologías de digitalización como la estimación de precios y la restricción de energía.
[198]	2021	Presenta un marco innovador para la programación de electrodomésticos, incorporando DER y respuesta a la demanda (DR) para optimizar el despacho de energía y minimizar los costos. Utiliza una estrategia de restricción normalizada mejorada (ENNC) basada en la teoría de juegos para la programación de electrodomésticos y una metodología de programación de compromiso difuso (FCP) para optimizar los costos de energía y las emisiones de gases.
[23]	2021	Proporciona una revisión exhaustiva de los sistemas de energía transactiva (TE), detallando los bloques de construcción esenciales y las tecnologías habilitadoras como Blockchain e IoT. Analiza la evolución, los desafíos de implementación, los proyectos piloto y las pautas de política para acelerar la adopción del sistema TE.
[199]	2021	Investiga los efectos de la digitalización en el consumo de energía, utilizando un modelo analítico para analizar cuatro efectos principales: efectos directos de la producción, el uso y la eliminación de las tecnologías de la información y la comunicación (TIC); el aumento de la eficiencia energética gracias a la digitalización; el crecimiento económico impulsado por el aumento de la productividad; y los cambios sectoriales hacia los servicios de TIC. Los resultados indican que la digitalización generalmente aumenta el consumo de energía, a pesar de las ganancias de eficiencia.
[200]	2022	Presenta un innovador método de monitoreo de carga no intrusivo para identificar DER utilizando datos de demanda neta de medidores inteligentes. Se centra en la identificación de firmas eléctricas de vehículos eléctricos y sistemas fotovoltaicos dentro de mediciones agregadas, incluidos los electrodomésticos convencionales. Utilizando técnicas de aprendizaje automático supervisado, el método demuestra una alta precisión en la clasificación y cuantificación de DER, mejorando la observabilidad en redes de distribución de baja tensión.
[201]	2022	Investiga las decisiones de inversión en DER mediante la integración de la dinámica de la demanda y las estrategias de DSM en la formulación de inversiones. Utiliza un modelo adaptativo de alta resolución (Hi-RAM) para capturar los efectos dinámicos esperados debido a las estrategias de DSM y sus interacciones. Los resultados muestran que los efectos de interacción de la estrategia DSM influyen significativamente en las decisiones de inversión, destacando la importancia de la digitalización y las tecnologías avanzadas para optimizar la gestión de la energía y la planificación de la capacidad.
[202]	2022	Compara y evalúa dos mecanismos de coordinación de la oferta y la demanda a nivel de distribución: centralizado y transactivo. Introduce la participación proactiva de recursos flexibles de demanda en los procesos de formación de precios del mercado mayorista y despacho de cargas. El estudio utiliza métricas relevantes y escenarios de prueba para comparar ambos enfoques, destacando la integración de tecnologías avanzadas y la digitalización para mejorar la eficiencia del sistema y fomentar la participación de los prosumidores.
[203]	2022	Presenta un sistema de gestión inteligente para el mercado eléctrico que considera la respuesta a la demanda de los clientes utilizando un algoritmo de optimización de lobo gris. Aborda la resiliencia del sistema eléctrico frente a eventos disruptivos

Referencia	Año	Contribución a la evolución conceptual
		intencionales mediante la implementación de DER como la generación distribuida (GD) y la DR. El estudio destaca la importancia de la digitalización y el uso de tecnologías avanzadas, como el IoT, para mejorar la resiliencia de la red y la eficiencia operativa en condiciones extremas.
[121]	2022	Presenta un sistema de energía transactiva (TES) de dos etapas diseñado para gestionar futuras redes de distribución eléctrica con una alta participación de prosumidores y transacciones peer-to-peer (P2P). La primera etapa se centra en el papel del orquestador que gestiona la red de distribución y define los precios marginales de localización de distribución dinámica (DLMP), mientras que la segunda etapa permite a los prosumidores tomar decisiones distribuidas sobre el uso de energía local o participar en transacciones P2P basadas en DLMP. Este enfoque garantiza la privacidad de los datos y la escalabilidad del sistema, lo que se traduce en una reducción de los costes de importación y de la energía importada de la red.
[204]	2022	Propone un sistema de gestión de energía (EMS) basado en lógica difusa para prosumidores residenciales que integra energía solar y eólica. El sistema tiene como objetivo reducir las facturas de electricidad mediante la optimización de la gestión de los sistemas de energía híbrida, incluidas las baterías, los vehículos eléctricos (VE) y la generación distribuida. Las herramientas de lógica difusa permiten al EMS tomar decisiones inteligentes en tiempo real, adaptándose a las variaciones del precio de la electricidad y a las condiciones meteorológicas, superando a los optimizadores lineales y basados en reglas en la reducción de costes y la eficiencia operativa.
[205]	2024	Propone un modelo innovador de planificación multietapa para los sistemas activos de distribución de energía, considerando una mayor participación de prosumidores y vehículos eléctricos. El problema de planificación se formula como un modelo de programación cuadrática de enteros mixtos resuelto utilizando una técnica matemática novedosa. El modelo garantiza reducciones periódicas de las emisiones de CO2 para alinearse con las limitaciones del calentamiento global, integrando la digitalización para mejorar la flexibilidad y la eficiencia operativa.
[206]	2024	Aborda la optimización del consumo de energía en sistemas híbridos de energía renovable, integrando técnicas de inteligencia artificial como redes neuronales artificiales y algoritmos genéticos para la gestión de la demanda y la implementación de almacenamiento de energía. Los resultados muestran reducciones de costes de hasta un 69% y un aumento del autoconsumo de energías renovables de hasta un 99% con baterías, lo que supone un avance significativo en la gestión energética residencial.
[207]	2024	Este estudio aborda la gestión de la energía de los prosumidores residenciales con la integración de energías renovables, los sistemas de almacenamiento de energía múltiple y la respuesta a la demanda. Propone un sistema de gestión de energía optimizado a través de programación lineal entera mixta, implementando estrategias de carga y descarga basadas en el tiempo para vehículos eléctricos y sistemas de almacenamiento de energía. El modelo demuestra importantes reducciones de costos operativos y reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero, mejorando la flexibilidad y la eficiencia del sistema de distribución a través de la digitalización y las tecnologías avanzadas.

B. Documento técnico: condiciones de distribución de energía en pasto y selección de red para integración de generación distribuida

Este Anexo presenta un análisis técnico sobre las condiciones de distribución de energía en la ciudad de Pasto y la justificación para la selección de una red eléctrica adecuada para la integración de generación distribuida (GD). Se incluyen parámetros técnicos del sistema, niveles de tensión y características operativas, considerando la infraestructura de monitoreo y control.

Parámetros Técnicos del Sistema de Distribución

La ciudad de Pasto cuenta con un sistema de distribución de energía eléctrica de tipo radial con algunas secciones en anillo para mejorar la confiabilidad del servicio. La infraestructura eléctrica está diseñada para atender una demanda creciente, con alimentadores de media tensión (MT) y baja tensión (BT) que garantizan la cobertura en zonas urbanas y periurbanas [175].

- Tensión Nominal de Entrada: 13.2 kV (red de media tensión)

- Tensión de Distribución en Baja: 208/120 V

- Transformador de Entrada: 1500 kVA, relación 13.2 kV/208 V

- Frecuencia del Sistema: 60 Hz

- Factor de Potencia Promedio: 0.92

- Capacidad de Generación Distribuida: 2500 kW

- Capacidad de Almacenamiento en Baterías: 600 kW

- Sistemas SCADA Implementados: 1 (20% del total de la red monitoreada)

- Medidores Inteligentes: 2 unidades (40% del total de usuarios)

- Medidores Tradicionales: 2 unidades (40% del total de usuarios)

Niveles de Tensión y Distribución en Pasto

La ciudad de Pasto opera bajo un esquema de niveles de tensión de acuerdo con la normativa nacional y las condiciones topográficas locales. El sistema de distribución se organiza en los siguientes niveles:

- Alta Tensión (AT): Se emplea para la transmisión de energía desde subestaciones regionales. En Pasto, se manejan niveles de 115 kV provenientes de la subestación Jamondino, que alimenta el sistema de distribución local.

- Media Tensión (MT): Se usa para la distribución primaria dentro del casco urbano y algunas zonas rurales cercanas. La red de 13.2 kV es la más común, aunque existen sectores con 34.5 kV para zonas industriales y de alta demanda.

- Baja Tensión (BT): Destinada al suministro de energía a usuarios residenciales y comerciales. Se manejan niveles de 208/120 V en monofásico y 220/440 V en trifásico para clientes comerciales y pequeñas industrias.

Generación Distribuida y Demanda

- Capacidad Instalada en Paneles Solares: 1100 kW

- Generación Efectiva de Paneles Solares: 1000 kW (90.9%)

- Capacidad Instalada en Turbinas Eólicas: 800 kW

- Generación Efectiva de Turbinas Eólicas: 530 kW (66.3%)

- Capacidad de Baterías: 600 kW

- Generación Disponible en Baterías: 180 kW (30.0%)

- Generación Total Disponible: 1710 kW (68.4%)

- Demanda Total de Usuarios: 1150 kW

- Usuarios Dependientes de la Red: 4

- Consumo Medio de Prosumidores: 500 kW

- Consumo Medio de Usuarios Convencionales: 650 kW

Operación y Costos del Sistema

- Costo Operativo Medio: 1220 USD

- Rango de Costos Operativos: 1100 - 1500 USD

- Costo de Mantenimiento Medio: 622 USD

- Rango de Costos de Mantenimiento: 500 - 750 USD

Justificación de la Selección de la Red

La selección de este tipo de red se basa en:

- Adecuación a la topografía y demanda de Pasto: Se requiere una red con capacidad de integrar generación renovable intermitente y gestionar la estabilidad del sistema en una ciudad con variaciones climáticas y topográficas significativas.

- Eficiencia en la Integración de Energías Renovables: La alta penetración de energía solar y eólica requiere una infraestructura con almacenamiento energético y monitoreo SCADA, permitiendo un mejor control de la variabilidad de las fuentes renovables.

- Flexibilidad para la Expansión: La capacidad modular del sistema permite la ampliación progresiva sin comprometer la confiabilidad de la red, facilitando la integración futura de nuevos prosumidores y fuentes de generación distribuida.

- Reducción de Costos Operativos y de Mantenimiento: La implementación de medidores inteligentes y sistemas SCADA optimiza la operación y reduce fallas en la red, lo que disminuye los costos asociados a interrupciones y mantenimientos no programados.

- Mejora en la Calidad del Servicio: La red seleccionada permite una mayor estabilidad de tensión y continuidad del suministro, beneficiando tanto a consumidores convencionales como a prosumidores, reduciendo los eventos de desconexión y mejorando la confiabilidad general del sistema.

- Sostenibilidad y Cumplimiento Normativo: La integración de generación distribuida en esta red está alineada con las políticas energéticas nacionales, contribuyendo a la reducción de emisiones de carbono y fortaleciendo la resiliencia del sistema eléctrico frente a eventos climáticos extremos.

La red seleccionada permite una adecuada integración de energías renovables con monitoreo y almacenamiento, asegurando confiabilidad y estabilidad operativa. Su diseño modular facilita la expansión y optimiza los costos de operación y mantenimiento. Se recomienda la implementación progresiva de medidores inteligentes para mejorar la gestión de la demanda y la eficiencia del sistema. Además, se propone continuar con la modernización de la infraestructura de media tensión, adaptando las capacidades de la red a los requerimientos energéticos en crecimiento de la ciudad de Pasto. La planificación estratégica de esta red garantiza su sostenibilidad a largo plazo y su capacidad de adaptación a futuras necesidades energéticas.

C. Guía técnica paso a paso para la gestión de bases de datos de demanda activa y GD.

Este documento presenta una guía técnica estructurada desde la perspectiva de ingeniería de datos, describiendo minuciosamente el proceso seguido para gestionar y preparar los datos recibidos por CEDENAR y ASC destinados al modelado y optimización de demanda activa.

Condiciones Iniciales y Desafíos

Los datos iniciales recibidos en formato xlsm plantearon múltiples desafíos técnicos debido a:

- Falta de sincronización temporal clara.
- Series temporales con múltiples vacíos o faltantes.
- Presencia de valores anómalos y errores numéricos.
- Ausencia o insuficiencia de documentación técnica.

Estos desafíos exigieron un proceso de ingeniería de datos para transformar la información en una base adecuada y funcional.

A continuación, se detalla cada etapa técnica del proceso aplicado, desde la perspectiva de ingeniería de datos:

1. Adquisición y Almacenamiento de Datos

- Recepción y validación inicial de integridad de archivos originales en formato xlsm.

- Almacenamiento seguro en Google Drive con control de versiones integrado para facilitar la trazabilidad, recuperación y colaboración en tiempo real.

2. Conversión Técnica a Formato CSV

- Diseño e implementación de scripts en Python utilizando bibliotecas como pandas y openpyxl para asegurar la conversión sin pérdida de información.
- Validaciones automáticas posteriores mediante scripts para comparar estadísticas descriptivas pre y post-conversión.

3. Exploración y Diagnóstico Preliminar

- Uso de entornos analíticos avanzados (R y R Studio) para ejecutar exploración visual y numérica, identificando patrones anómalos y espacios vacíos en series temporales.
- Creación de informes técnicos preliminares en Google Sheets para facilitar el acceso compartido y colaborativo a los resultados del diagnóstico inicial.

4. Limpieza y Corrección Avanzada de Datos

- Aplicación técnica de métodos estadísticos avanzados como interpolación lineal, spline cúbico y métodos basados en media móvil ponderada para completar datos faltantes.

Para datos de demanda y GD activa, es importante integrar varias dimensiones de datos:

- Técnica: Aplicación estricta de protocolos específicos y estándares internacionales de calidad de datos, validación y sincronización.
- Económica: Evaluación técnica continua de los costos de infraestructura y herramientas utilizadas frente a la mejora obtenida en eficiencia operativa y reducción de errores.
- Regulatoria: Alineación técnica total con normativas regulatorias que establezcan criterios específicos sobre calidad, periodicidad y accesibilidad de datos energéticos.

D. Implementación en Python de Fase 1: caracterización del sistema.

```
# -*- coding: utf-8 -*-
"""
Created on Thu Aug  8 16:29:52 2024

@author: Edgar Dario Obando
"""

import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt

# Cargar datos con delimitador de punto y coma
prosumer_data = pd.read_csv('prosumer_data.csv', delimiter=';')
infrastructure_data = pd.read_csv('infrastructure_data.csv',
delimiter=';')
transactive_system_data = pd.read_csv('transactive_system_data.csv',
delimiter=';')
distributed_generation_data =
pd.read_csv('distributed_generation_data.csv', delimiter=';')
other_DER´s_data = pd.read_csv('other_DER´s_data.csv', delimiter=';')
operating_costs_data = pd.read_csv('operating_costs_data.csv',
delimiter=';')
planning_process_data = pd.read_csv('planning_process_data.csv',
delimiter=';')

# 1. Análisis de Prosumidores
num_prosumers = prosumer_data[prosumer_data['is_prosumer'] ==
True].shape[0]
total_users = prosumer_data.shape[0]
prosumer_percentage = (num_prosumers / total_users) * 100

print(f"Existencia de prosumidores: {num_prosumers}
({prosumer_percentage:.2f}% del total de usuarios)")

# Desglose por tamaño de hogar y nivel de ingresos
household_size_distribution =
prosumer_data.groupby('household_size').size()
income_level_distribution = prosumer_data.groupby('income_level').size()

print("\nDistribución por tamaño de hogar:")
print(household_size_distribution)
```

```
print("\nDistribución por nivel de ingresos:")
print(income_level_distribution)

# 2. Infraestructura
infrastructure_available =
infrastructure_data[infrastructure_data['infrastructure_available'] ==
True].shape[0]
total_infrastructure_points = infrastructure_data.shape[0]
infrastructure_percentage = (infrastructure_available /
total_infrastructure_points) * 100

print(f"\nInfraestructura habilitadora disponible:
{infrastructure_available} ({infrastructure_percentage:.2f}% del
total)")

# Desglose por tipo de infraestructura
infrastructure_type_distribution =
infrastructure_data.groupby('type_of_infrastructure').size()
print("\nDistribución por tipo de infraestructura:")
print(infrastructure_type_distribution)

# 3. Revisión del Sistema Transactivo
transactive_compliance =
transactive_system_data['compliance'].value_counts()
print("\nRevisión del sistema transactivo:")
print(transactive_compliance)

# Análisis de transacciones y participación en el mercado
average_transactions =
transactive_system_data['transactions_per_day'].mean()
average_transaction_value =
transactive_system_data['average_transaction_value'].mean()
average_volume =
transactive_system_data['transaction_volume_kWh'].mean()

print(f"\nPromedio de transacciones por día: {average_transactions}")
print(f"Valor promedio de transacción: {average_transaction_value}")
print(f"Volumen promedio de transacción (kWh): {average_volume}")

market_participation_distribution =
transactive_system_data.groupby('market_participation').size()
print("\nDistribución de participación en el mercado:")
print(market_participation_distribution)

# 4. Estado de la Generación Distribuida
distributed_generation_status =
distributed_generation_data['status'].value_counts()
print("\nEstado de la generación distribuida:")
print(distributed_generation_status)

# Desglose por tipo de generación
```

```
generation_type_distribution =
distributed_generation_data.groupby('type_of_generation').size()
print("\nDistribución por tipo de generación distribuida:")
print(generation_type_distribution)

# 5. Estado de la Integración de Otros DER´s
other_DER´s_status = other_DER´s_data['status'].value_counts()
print("\nEstado de la integración de otros DER´s:")
print(other_DER´s_status)

# Desglose por tipo de DER
der_type_distribution = other_DER´s_data.groupby('type_of_der').size()
print("\nDistribución por tipo de DER:")
print(der_type_distribution)

# 6. Costos Operativos y de Mantenimiento
average_operating_costs = operating_costs_data['operating_cost'].mean()
average_maintenance_costs =
operating_costs_data['maintenance_cost'].mean()
average_energy_loss_costs =
operating_costs_data['energy_loss_cost'].mean()
average_outage_costs = operating_costs_data['outage_cost'].mean()

print(f"\nCostos operativos promedio: {average_operating_costs:.2f}")
print(f"Costos de mantenimiento promedio:
{average_maintenance_costs:.2f}")
print(f"Costos de pérdidas de energía promedio:
{average_energy_loss_costs:.2f}")
print(f"Costos de interrupciones promedio: {average_outage_costs:.2f}")

# Desglose por costos de mano de obra y materiales
average_labor_cost = operating_costs_data['labor_cost'].mean()
average_material_cost = operating_costs_data['material_cost'].mean()

print(f"\nCostos de mano de obra promedio: {average_labor_cost:.2f}")
print(f"Costos de materiales promedio: {average_material_cost:.2f}")

# 7. Estado del Proceso de Planeación de la Red
planning_process_status = planning_process_data['status'].value_counts()
print("\nEstado del proceso de planeación de la red para operación y
expansión:")
print(planning_process_status)

# Desglose por presupuesto y estado del informe de progreso
budget_distribution = planning_process_data['budget_kUSD'].describe()
progress_report_distribution =
planning_process_data.groupby('progress_report').size()

print("\nDistribución del presupuesto de planificación (kUSD):")
print(budget_distribution)

print("\nDistribución del informe de progreso:")
print(progress_report_distribution)
```

```
# Visualizaciones
# Histograma de generación de energía de prosumidores
plt.figure(figsize=(10, 6))
plt.hist(prosumer_data['energy_generated_kWh'], bins=20, alpha=0.7,
label='Energía Generada')
plt.hist(prosumer_data['energy_consumed_kWh'], bins=20, alpha=0.7,
label='Energía Consumida')
plt.xlabel('Energía (kWh)')
plt.ylabel('Frecuencia')
plt.title('Distribución de Energía Generada y Consumida por
Prosumidores')
plt.legend(loc='upper right')
plt.show()

# Histograma de costos operativos y de mantenimiento
plt.figure(figsize=(10, 6))
plt.hist(operating_costs_data['operating_cost'], bins=20, alpha=0.7,
label='Costos Operativos')
plt.hist(operating_costs_data['maintenance_cost'], bins=20, alpha=0.7,
label='Costos de Mantenimiento')
plt.xlabel('Costos')
plt.ylabel('Frecuencia')
plt.title('Distribución de Costos Operativos y de Mantenimiento')
plt.legend(loc='upper right')
plt.show()

# Gráfico de barras de cumplimiento del sistema transactivo
transactive_compliance.plot(kind='bar', figsize=(10, 6))
plt.xlabel('Cumplimiento')
plt.ylabel('Cantidad')
plt.title('Cumplimiento del Sistema Transactivo')
plt.show()

# Gráfico de barras del estado de la generación distribuida
distributed_generation_status.plot(kind='bar', figsize=(10, 6))
plt.xlabel('Estado')
plt.ylabel('Cantidad')
plt.title('Estado de la Generación Distribuida')
plt.show()

# Gráfico de barras del estado de la integración de otros DER´s
other_DER´s_status.plot(kind='bar', figsize=(10, 6))
plt.xlabel('Estado')
plt.ylabel('Cantidad')
plt.title('Estado de la Integración de Otros DER´s')
plt.show()

# Gráfico de barras del estado del proceso de planeación de la red
planning_process_status.plot(kind='bar', figsize=(10, 6))
plt.xlabel('Estado')
plt.ylabel('Cantidad')
plt.title('Estado del Proceso de Planeación de la Red')
plt.show()
```

E. Implementación en Python. Escenario 0: Pasivo.

```
#!/usr/bin/env python3
# -*- coding: utf-8 -*-
"""
Created on Tue Dec 24 16:30:27 2024

@author: Edgar Dario Obando
"""

import gurobipy as gp
from gurobipy import GRB
import pandas as pd
import plotly.graph_objects as go
import plotly.io as pio

pio.renderers.default = 'browser'


# Cargar datos desde el archivo CSV
data = pd.read_csv('datos_simulados.csv')

# Extraer columnas relevantes
demand = data['Demanda (kW)'].values
generation_solar = data['Solar Generation (kW)'].values
generation_wind = data['Wind Generation (kW)'].values
generation_battery = data['Battery Generation (kW)'].values
supply_grid = data['Grid Supply (kW)'].values

# Parámetros del sistema
T = len(demand)  # Número de periodos
V_min = 0.95  # Límite mínimo de voltaje
V_max = 1.05  # Límite máximo de voltaje
P_loss_factor = 0.02  # Factor de pérdidas

# Crear modelo de Gurobi
model = gp.Model("Escenario_0")

# Variables de decisión
P_grid = model.addVars(T, vtype=GRB.CONTINUOUS, name="P_grid")
Q_grid = model.addVars(T, vtype=GRB.CONTINUOUS, name="Q_grid")

# Restricciones
```

```
for t in range(T):
    # Balance de potencia activa
    model.addConstr(
        P_grid[t] + generation_solar[t] + generation_wind[t] +
generation_battery[t] >= demand[t],
        name=f"balance_activa_{t}"
    )

    # Restricciones de voltaje (divididas para cumplir con la sintaxis
de Gurobi)
    model.addConstr(
        P_grid[t] + generation_solar[t] + generation_wind[t] >= V_min *
supply_grid[t],
        name=f"voltaje_min_{t}"
    )
    model.addConstr(
        P_grid[t] + generation_solar[t] + generation_wind[t] <= V_max *
supply_grid[t],
        name=f"voltaje_max_{t}"
    )

# Función objetivo: minimizar pérdidas
model.setObjective(
    gp.quicksum(P_loss_factor * P_grid[t] for t in range(T)),
    GRB.MINIMIZE
)

# Optimización
model.optimize()

# Diagnóstico si el modelo es inviable
if model.status == GRB.INFEASIBLE:
    print("El modelo es inviable. Generando diagnóstico de
inviabilidad...")
    model.computeIIS()
    model.write("infeasibility_report.ilp")
    print("Se generó un reporte de inviabilidad:
infeasibility_report.ilp")

    # Relajación de restricciones
    print("Intentando relajar restricciones...")
    model.feasRelaxS(1, False, False, True)
    model.optimize()

# Verificar resultados y graficar si hay solución
if model.status == GRB.OPTIMAL:
    print("Solución óptima encontrada")
    P_grid_results = [P_grid[t].x for t in range(T)]
    costos_por_periodo = [P_loss_factor * P_grid[t].x for t in range(T)]

    # Graficar resultados
    fig = go.Figure()

    # Potencia activa suministrada por la red
```

```
fig.add_trace(go.Scatter(
    x=data['Timestamp'],
    y=P_grid_results,
    mode='lines+markers',
    name='P_grid (kW)',
    line=dict(color='blue')
))

# Costos por período
fig.add_trace(go.Scatter(
    x=data['Timestamp'],
    y=costos_por_periodo,
    mode='lines+markers',
    name='Costos por Período (kW)',
    line=dict(color='red')
))

# Demanda total
fig.add_trace(go.Scatter(
    x=data['Timestamp'],
    y=demand,
    mode='lines',
    name='Demanda Total (kW)',
    line=dict(color='green')
))

# Generación solar
fig.add_trace(go.Scatter(
    x=data['Timestamp'],
    y=generation_solar,
    mode='lines',
    name='Generación Solar (kW)',
    line=dict(color='orange')
))

# Generación eólica
fig.add_trace(go.Scatter(
    x=data['Timestamp'],
    y=generation_wind,
    mode='lines',
    name='Generación Eólica (kW)',
    line=dict(color='black')
))

# Generación por baterías
fig.add_trace(go.Scatter(
    x=data['Timestamp'],
    y=generation_battery,
    mode='lines',
    name='Generación por Baterías (kW)',
    line=dict(color='purple')
))
```

```
    # Configuración de diseño
    fig.update_layout(
        title="Resultados del Escenario 0 - Costos y Comportamiento de
la Generación",
        xaxis_title="Timestamps",
        yaxis_title="Potencia y Costos (kW)",
        template="plotly_white",
        legend=dict(title="Variables"),
        font=dict(size=12)
    )

    fig.show()
else:
    print("No se encontró una solución viable incluso con restricciones
relajadas.")

# Extraer costos por período
costos_por_periodo = [P_loss_factor * P_grid[t].x for t in range(T)]

# Calcular el costo total optimizado
costo_total_escenario_0 = sum(costos_por_periodo)
print(f"Costo Total del Escenario 0: {costo_total_escenario_0}")

# Crear un DataFrame con los resultados
resultados_df = pd.DataFrame({
    "Timestamp": data['Timestamp'],
    "Demanda (kW)": demand,
    "Generación Solar (kW)": generation_solar,
    "Generación Eólica (kW)": generation_wind,
    "Generación por Baterías (kW)": generation_battery,
    "Suministro de la Red (kW)": P_grid_results,
    "Costos por Período (kW)": costos_por_periodo
})

# Añadir el costo total como una fila adicional al final del archivo
resultados_df.loc["Total"] = ["", "", "", "", "", "",
costo_total_escenario_0]

# Guardar en un archivo CSV
resultados_df.to_csv("resultados_escenario_0.csv", index=False)
print("Resultados guardados en el archivo: resultados_escenario_0.csv")
```

F. Implementación en Python. Escenario 1: Monitoreo.

```
#!/usr/bin/env python3
# -*- coding: utf-8 -*-
"""
Created on Tue Dec 24 16:48:07 2024

@author: Edgar Dario Obando
"""

import gurobipy as gp
from gurobipy import GRB
import pandas as pd
import numpy as np
import plotly.graph_objects as go
import plotly.io as pio

pio.renderers.default = 'browser'
from scipy.integrate import odeint

# Cargar datos
data = pd.read_csv("datos_simulados.csv")  # Asegúrate de usar el
archivo correcto
T = len(data)  # Número de periodos en la simulación

# Columnas del archivo
generation_solar = data['Solar Generation (kW)'].values
generation_wind = data['Wind Generation (kW)'].values
generation_battery = data['Battery Generation (kW)'].values
supply_grid = data['Grid Supply (kW)'].values
demand_active = data['Demanda (kW)'].values

# Parámetros del sistema
alpha = 0.5
beta = 0.3
D_desired = demand_active * 0.9  # Ejemplo: 90% de la demanda como
deseada

# Definir la ecuación diferencial de la demanda activa
def demanda_dinamica(D_active_t, t, solar_gen, wind_gen):
    G_t = solar_gen[int(t)] + wind_gen[int(t)]
    dD_active_dt = alpha * (G_t - D_active_t) + beta * (G_t -
D_desired[int(t)])
```

```
    return dD_active_dt

# Resolver la ecuación diferencial para cada periodo
t = np.linspace(0, T - 1, T)
D_active_simulated = odeint(demanda_dinamica, demand_active[0], t,
args=(generation_solar, generation_wind)).flatten()

# Crear el modelo de optimización con Gurobi
model = gp.Model("Escenario_1_Monitoreo")

# Variables de decisión
P_solar = model.addVars(T, vtype=GRB.CONTINUOUS, name="P_solar")
P_wind = model.addVars(T, vtype=GRB.CONTINUOUS, name="P_wind")
P_battery = model.addVars(T, vtype=GRB.CONTINUOUS, name="P_battery")
P_grid = model.addVars(T, vtype=GRB.CONTINUOUS, name="P_grid")
penalization = model.addVars(T, vtype=GRB.CONTINUOUS,
name="penalization")

# Parámetros de costos
C_oper = 1
lambda_penalization = 100

# Función objetivo
model.setObjective(
    gp.quicksum(
        C_oper * (P_solar[t] + P_wind[t] + P_battery[t] + P_grid[t]) +
        lambda_penalization * penalization[t]
        for t in range(T)
    ),
    GRB.MINIMIZE
)

# Restricciones
for t in range(T):
    # Balance de potencia
    model.addConstr(
        P_solar[t] + P_wind[t] + P_battery[t] + P_grid[t] >=
D_active_simulated[t],
        name=f"balance_potencia_{t}"
    )

    # Penalización por desbalance
    model.addConstr(
        penalization[t] >= D_active_simulated[t] - D_desired[t],
        name=f"penalizacion_pos_{t}"
    )
    model.addConstr(
        penalization[t] >= D_desired[t] - D_active_simulated[t],
        name=f"penalizacion_neg_{t}"
    )

# Optimización
model.optimize()
```

```
# Extraer resultados del modelo
if model.status == GRB.OPTIMAL:
    print("Solución óptima encontrada")

    P_solar_results = [P_solar[t].x for t in range(T)]
    P_wind_results = [P_wind[t].x for t in range(T)]
    P_battery_results = [P_battery[t].x for t in range(T)]
    P_grid_results = [P_grid[t].x for t in range(T)]
    penalization_results = [penalization[t].x for t in range(T)]

    # Cálculo de costos totales por periodo
    costos_operativos = [C_oper * (P_solar_results[t] +
P_wind_results[t] + P_battery_results[t] + P_grid_results[t]) for t in
range(T)]
    costos_totales = [costos_operativos[t] + penalization_results[t] *
lambda_penalization for t in range(T)]

    # Porcentaje de contribución de cada fuente
    contribuciones = {
        "Solar": np.array(P_solar_results) / demand_active * 100,
        "Eólica": np.array(P_wind_results) / demand_active * 100,
        "Batería": np.array(P_battery_results) / demand_active * 100,
        "Red": np.array(P_grid_results) / demand_active * 100
    }

    # Graficar resultados
    # 1. Graficar costos totales por periodo
    fig_costos = go.Figure()
    fig_costos.add_trace(go.Scatter(
        x=data["Timestamp"], y=costos_totales,
        mode='lines+markers', name='Costos Totales (kW)',
line=dict(color='red')
    ))
    fig_costos.update_layout(
        title="Costos Totales por Periodo",
        xaxis_title="Timestamps",
        yaxis_title="Costo (kW)",
        template="plotly_white"
    )
    fig_costos.show()

    # 2. Graficar porcentaje de contribución de cada fuente
    fig_contribuciones = go.Figure()
    for fuente, valores in contribuciones.items():
        fig_contribuciones.add_trace(go.Scatter(
            x=data["Timestamp"], y=valores,
            mode='lines+markers', name=f"Contribución {fuente} (%)"
        ))
    fig_contribuciones.update_layout(
        title="Porcentaje de Contribución de Cada Fuente",
        xaxis_title="Timestamps",
        yaxis_title="Contribución (%)",
```

```
        template="plotly_white"
    )
    fig_contribuciones.show()

    # 3. Comparación entre demanda deseada y simulada
    fig_demanda = go.Figure()
    fig_demanda.add_trace(go.Scatter(
        x=data["Timestamp"], y=D_desired,
        mode='lines', name='Demanda Deseada (kW)',
line=dict(color='blue')
    ))
    fig_demanda.add_trace(go.Scatter(
        x=data["Timestamp"], y=D_active_simulated,
        mode='lines', name='Demanda Activa Simulada (kW)',
line=dict(color='green')
    ))
    fig_demanda.update_layout(
        title="Comparación de Demanda Deseada y Simulada",
        xaxis_title="Timestamps",
        yaxis_title="Demanda (kW)",
        template="plotly_white"
    )
    fig_demanda.show()

    # 4. Impacto de las penalizaciones
    fig_penalizaciones = go.Figure()
    fig_penalizaciones.add_trace(go.Bar(
        x=data["Timestamp"], y=penalization_results, name='Penalización
(kW)', marker_color='purple'
    ))
    fig_penalizaciones.update_layout(
        title="Impacto de las Penalizaciones por Periodo",
        xaxis_title="Timestamps",
        yaxis_title="Penalización (kW)",
        template="plotly_white"
    )
    fig_penalizaciones.show()
else:
    print("No se encontró una solución óptima")

# Calcular el costo total optimizado
costo_total_escenario_1 = sum(costos_totales)
print(f"Costo Total del Escenario 1: {costo_total_escenario_1}")

# Crear un DataFrame con los resultados
resultados_df = pd.DataFrame({
    "Timestamp": data["Timestamp"],
    "Demanda Deseada (kW)": D_desired,
    "Demanda Activa Simulada (kW)": D_active_simulated,
    "Generación Solar (kW)": P_solar_results,
    "Generación Eólica (kW)": P_wind_results,
    "Generación por Baterías (kW)": P_battery_results,
    "Suministro de la Red (kW)": P_grid_results,
    "Penalización (kW)": penalization_results,
```

```
    "Costos por Período (USD)": costos_totales
})

# Añadir el costo total como una fila adicional
resultados_df.loc["Total"] = ["", "", "", "", "", "", "", "",
costo_total_escenario_1]

# Guardar en un archivo CSV
resultados_df.to_csv("resultados_escenario_1.csv", index=False)
print("Resultados guardados en el archivo: resultados_escenario_1.csv")
```

G. Implementación en Python. Escenario 2: Monitoreo y Control.

```
#!/usr/bin/env python3
# -*- coding: utf-8 -*-
"""
Created on Tue Dec 24 17:45:15 2024

@author: Edgar Dario Obando
"""

import gurobipy as gp
from gurobipy import GRB
import pandas as pd
import numpy as np
import plotly.graph_objects as go
import plotly.io as pio

pio.renderers.default = 'browser'

# Cargar datos
data = pd.read_csv('datos_simulados.csv')
T = len(data)

# Variables relevantes
demand_active = data['Demanda (kW)'].values
generation_solar = data['Solar Generation (kW)'].values
generation_wind = data['Wind Generation (kW)'].values
generation_battery = data['Battery Generation (kW)'].values
supply_grid = data['Grid Supply (kW)'].values
timestamps = data['Timestamp'].values
# Parámetros del modelo
C_oper = 1
lambda_penalization = 100
theta = 0.1  # Porcentaje de ajuste permitido
demand_desired = demand_active * 0.9  # Ejemplo: demanda deseada al 90%
de la demanda activa

# Crear modelo
model = gp.Model("Escenario_2_Monitoreo_y_Control")

# Variables de decisión
P_solar = model.addVars(T, vtype=GRB.CONTINUOUS, name="P_solar")
P_wind = model.addVars(T, vtype=GRB.CONTINUOUS, name="P_wind")
P_battery = model.addVars(T, vtype=GRB.CONTINUOUS, name="P_battery")
```

```
P_grid = model.addVars(T, vtype=GRB.CONTINUOUS, name="P_grid")
D_active_adjusted = model.addVars(T, vtype=GRB.CONTINUOUS,
name="D_active_adjusted")

# Restricciones
for t in range(T):
    # Balance de potencia con ajuste
    model.addConstr(
        P_solar[t] + P_wind[t] + P_battery[t] + P_grid[t] >=
D_active_adjusted[t],
        name=f"balance_power_{t}"
    )

    # Restricciones de ajuste de demanda
    model.addConstr(
        D_active_adjusted[t] <= (1 + theta) * demand_active[t],
        name=f"adjust_max_{t}"
    )
    model.addConstr(
        D_active_adjusted[t] >= (1 - theta) * demand_active[t],
        name=f"adjust_min_{t}"
    )

# Función objetivo: minimizar costos operativos y penalizaciones
model.setObjective(
    gp.quicksum(
        C_oper * (P_solar[t] + P_wind[t] + P_battery[t] + P_grid[t]) +
        lambda_penalization * (D_active_adjusted[t] - demand_desired[t])
2
        for t in range(T)
    ),
    GRB.MINIMIZE
)

# Optimización
model.optimize()

# Resultados y graficación
if model.status == GRB.OPTIMAL:
    print("Solución óptima encontrada.")
    P_solar_results = [P_solar[t].x for t in range(T)]
    P_wind_results = [P_wind[t].x for t in range(T)]
    P_battery_results = [P_battery[t].x for t in range(T)]
    P_grid_results = [P_grid[t].x for t in range(T)]
    D_active_adjusted_results = [D_active_adjusted[t].x for t in
range(T)]

    # Gráficas
    fig = go.Figure()

    fig.add_trace(go.Scatter(
        x=data['Timestamp'], y=demand_active,
```

```
        mode='lines+markers', name='Demanda Activa (kW)',
line=dict(color='blue')
    ))
    fig.add_trace(go.Scatter(
        x=data['Timestamp'], y=D_active_adjusted_results,
        mode='lines+markers', name='Demanda Ajustada (kW)',
line=dict(color='green')
    ))
    fig.add_trace(go.Scatter(
        x=data['Timestamp'], y=P_solar_results,
        mode='lines+markers', name='Generación Solar (kW)',
line=dict(color='orange')
    ))
    fig.add_trace(go.Scatter(
        x=data['Timestamp'], y=P_wind_results,
        mode='lines+markers', name='Generación Eólica (kW)',
line=dict(color='purple')
    ))
    fig.add_trace(go.Scatter(
        x=data['Timestamp'], y=P_grid_results,
        mode='lines+markers', name='Suministro de la Red (kW)',
line=dict(color='red')
    ))

    fig.update_layout(
        title="Resultados del Escenario 2 - Monitoreo y Control",
        xaxis_title="Timestamps",
        yaxis_title="Potencia (kW)",
        template="plotly_white",
        legend=dict(title="Variables")
    )
    fig.show()

    # Contribuciones porcentuales
    total_generation = np.array(P_solar_results) +
np.array(P_wind_results) + np.array(P_battery_results) +
np.array(P_grid_results)
    contrib_solar = (np.array(P_solar_results) / total_generation) * 100
    contrib_wind = (np.array(P_wind_results) / total_generation) * 100
    contrib_battery = (np.array(P_battery_results) / total_generation) *
100
    contrib_grid = (np.array(P_grid_results) / total_generation) * 100

    # Costos por período
    cost_operational = [C_oper * (P_solar_results[t] + P_wind_results[t]
+ P_battery_results[t] + P_grid_results[t]) for t in range(T)]
    cost_penalization = [lambda_penalization *
(D_active_adjusted_results[t] - demand_desired[t])  2 for t in range(T)]
    total_cost = [cost_operational[t] + cost_penalization[t] for t in
range(T)]

    # Gráfica: Demanda ajustada y deseada
    fig_demanda = go.Figure()
    fig_demanda.add_trace(go.Scatter(
```

```
        x=timestamps, y=demand_desired,
        mode='lines', name='Demanda Deseada (kW)',
line=dict(color='blue', dash='dash')
    ))
    fig_demanda.add_trace(go.Scatter(
        x=timestamps, y=D_active_adjusted_results,
        mode='lines', name='Demanda Ajustada (kW)',
line=dict(color='green')
    ))
    fig_demanda.update_layout(
        title="Demanda Deseada vs Ajustada",
        xaxis_title="Timestamps",
        yaxis_title="Demanda (kW)",
        template="plotly_white",
        legend=dict(title="Demanda")
    )
    fig_demanda.show()


    # Gráfica: Costos por período
    fig_costs = go.Figure()
    fig_costs.add_trace(go.Scatter(x=timestamps, y=cost_operational,
mode='lines+markers', name="Costo Operacional (kW)",
line=dict(color='blue')))
    fig_costs.add_trace(go.Scatter(x=timestamps, y=cost_penalization,
mode='lines+markers', name="Costo Penalización (kW)",
line=dict(color='red')))
    fig_costs.add_trace(go.Scatter(x=timestamps, y=total_cost,
mode='lines+markers', name="Costo Total (kW)",
line=dict(color='green')))
    fig_costs.update_layout(
        title="Costos Operativos, Penalización y Totales",
        xaxis_title="Timestamps",
        yaxis_title="Costos (kW)",
        template="plotly_white",
        legend=dict(title="Tipos de Costos")
    )
    fig_costs.show()



    # Gráfica: Sobrecarga o déficit energético
    energy_diff = total_generation - np.array(D_active_adjusted_results)
    fig_diff = go.Figure()
    fig_diff.add_trace(go.Scatter(
        x=timestamps, y=energy_diff,
        mode='lines+markers', name="Diferencia Energética (kW)",
line=dict(color='orange')
    ))
    fig_diff.update_layout(
        title="Sobrecarga o Déficit Energético por Periodo",
        xaxis_title="Timestamps",
        yaxis_title="Diferencia Energética (kW)",
```

```
        template="plotly_white",
        legend=dict(title="Diferencia")
    )
    fig_diff.show()

else:
    print("No se encontró una solución óptima.")



# Calcular el costo total optimizado
costo_total_escenario_2 = sum(total_cost)
print(f"Costo Total del Escenario 2: {costo_total_escenario_2}")

# Crear un DataFrame con los resultados
resultados_df = pd.DataFrame({
    "Timestamp": timestamps,
    "Demanda Activa (kW)": demand_active,
    "Demanda Deseada (kW)": demand_desired,
    "Demanda Ajustada (kW)": D_active_adjusted_results,
    "Generación Solar (kW)": P_solar_results,
    "Generación Eólica (kW)": P_wind_results,
    "Generación por Baterías (kW)": P_battery_results,
    "Suministro de la Red (kW)": P_grid_results,
    "Costo Operacional (USD)": cost_operational,
    "Penalización (USD)": cost_penalization,
    "Costo Total por Período (USD)": total_cost
})

# Añadir el costo total como una fila adicional
resultados_df.loc["Total"] = ["", "", "", "", "", "", "", "", "", "",
costo_total_escenario_2]

# Guardar en un archivo CSV
resultados_df.to_csv("resultados_escenario_2.csv", index=False)
print("Resultados guardados en el archivo: resultados_escenario_2.csv")
```

Bibliografía.

[1] A. Latina el Caribe *et al.*, “Watt’s on: una mirada al sector energético en America Latina y El caribe,” 2024.

[2] “ABC-ComunidadesEnergeticas-2024”.

[3] Ministerio de minas de Colombia, “Potencial energético subnacional y oportunidades de descarbonización en usos de energía final.”.

[4] J. Światowiec-Szczepańska and B. Stępień, “Drivers of Digitalization in the Energy Sector—The Managerial Perspective from the Catching Up Economy,” *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 4, Feb. 2022, doi: 10.3390/en15041437.

[5] P. A. Gbadega and Y. Sun, “Centralized peer-to-peer transactive energy market approach in a prosumer-centric residential smart grid environment,” *Energy Reports*, vol. 8, pp. 105–116, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.egyr.2022.10.080.

[6] J. A. Marcelo, G. Muñoz-Delgado, D. Rupolo, J. Contreras, and J. R. S. Mantovani, “Multistage planning for active power distribution systems with increasing penetration of prosumers and electric vehicles,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 38, Jun. 2024, doi: 10.1016/j.segan.2024.101280.

[7] A. Pandey and P. Jain, “P2P Transaction-Based Sharing Solution for Prosumers in Management of Cloud Energy Storage System,” in *2022 IEEE 10th Power India International Conference, PIICON 2022*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2022. doi: 10.1109/PIICON56320.2022.10045195.

[8] D. Díaz-Bello, C. Vargas-Salgado, M. Alcázar-Ortega, and T. Gómez-Navarro, “Demand response of prosumers integrating storage system for optimizing grid-connected photovoltaics through time-pricing,” *J Energy Storage*, vol. 88, May 2024, doi: 10.1016/j.est.2024.111536.

[9] S. Kloppenburg and M. Boekelo, “Digital platforms and the future of energy provisioning: Promises and perils for the next phase of the energy transition,” Mar. 01, 2019, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.erss.2018.10.016.

[10] M. Vadari, R. Melton, and K. Schneider, “Distribution Operations: The Evolution of Distributed Energy Resources [Guest Editorial],” Jan. 01, 2020, *Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.* doi: 10.1109/MPE.2019.2945342.

[11] J. Caballero-Peña, C. Cadena-Zarate, A. Parrado-Duque, and G. Osma-Pinto, “Distributed energy resources on distribution networks: A systematic review of modelling, simulation, metrics, and impacts,” Jun. 01, 2022, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107900.

[12] P. De Martini, L. Kristov, and L. Schwartz, “DISTRIBUTION SYSTEMS IN A HIGH DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES FUTURE Planning, Market Design, Operation and Oversight,” 2015. [Online]. Available: http://emp.lbl.gov/future-electric-utility-regulation-series.

[13] NREL, “Advanced Distribution Management Systems,” https://www.nrel.gov/grid/advanced-distribution-management.html.

[14] J. Światowiec-Szczepańska and B. Stępień, “Drivers of Digitalization in the Energy Sector—The Managerial Perspective from the Catching Up Economy,” *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 4, Feb. 2022, doi: 10.3390/en15041437.

[15] S. Baidya, V. Potdar, P. Pratim Ray, and C. Nandi, “Reviewing the opportunities, challenges, and future directions for the digitalization of energy,” Nov. 01, 2021, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.erss.2021.102243.

[16] D. Agdas and P. Barooah, “Impact of the COVID-19 Pandemic on the U.S. Electricity Demand and Supply: An Early View from Data,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 151523–151534, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3016912.

[17] G. Morva and I. Diahovchenko, “Effects of COVID-19 on the electricity sectors of Ukraine and Hungary: Challenges of energy demand and renewables integration,” *CANDO-EPE 2020 - Proceedings, IEEE 3rd International Conference and Workshop*

in Obuda on Electrical and Power Engineering, pp. 41–46, 2020, doi: 10.1109/CANDO-EPE51100.2020.9337785.

[18] P. Jiang, Y. van Fan, and J. J. Klemeš, “Impacts of COVID-19 on energy demand and consumption: Challenges, lessons and emerging opportunities,” *Appl Energy*, vol. 285, no. November 2020, 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.116441.

[19] R. Rajkumar and U. S. Ragupathy, “An ANN-based harmonic mitigation and power injection technique for solar-fed distributed generation system,” *Soft comput*, vol. 24, no. 20, pp. 15763–15772, Oct. 2020, doi: 10.1007/s00500-020-04907-7.

[20] Priti Paudyal *et al.*, “The Impact of Behind-the-Meter Heterogeneous Distributed Energy Resources on Distribution Grids,” 20210105.

[21] S. Chen and C. C. Liu, “From demand response to transactive energy: state of the art,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 5, no. 1, pp. 10–19, Jan. 2017, doi: 10.1007/s40565-016-0256-x.

[22] A. F. Moreno Jaramillo, J. Lopez-Lorente, D. M. Laverty, J. Martinez-del-Rincon, D. J. Morrow, and A. M. Foley, “Effective identification of distributed energy resources using smart meter net-demand data,” *IET Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 120–135, Apr. 2022, doi: 10.1049/stg2.12056.

[23] Q. Huang *et al.*, “A review of transactive energy systems: Concept and implementation,” Nov. 01, 2021, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.egyr.2021.05.037.

[24] J. Światowiec-Szczepańska and B. Stępień, “Drivers of Digitalization in the Energy Sector—The Managerial Perspective from the Catching Up Economy,” *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 4, Feb. 2022, doi: 10.3390/en15041437.

[25] E. Obando-Paredes and R. Vargas-Cañas, “Desempeño de un sistema fotovoltaico autónomo frente a condiciones medioambientales de una región en particular,” *Rev Acad Colomb Cienc Exactas Fis Nat*, vol. 40, no. 154, pp. 27–33, 2016, doi: 10.18257/raccefyn.301.

[26] O. Summerfield-Ryan and S. Park, “The power of wind: The global wind energy industry’s successes and failures,” *Ecological Economics*, vol. 210, Aug. 2023, doi: 10.1016/j.ecolecon.2023.107841.

[27] J. K. Kirkegaard *et al.*, “Tackling grand challenges in wind energy through a socio-technical perspective,” Jul. 01, 2023, *Nature Research*. doi: 10.1038/s41560-023-01266-z.

[28] M. Loock, “Unlocking the value of digitalization for the European energy transition: A typology of innovative business models,” Nov. 01, 2020, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.erss.2020.101740.

[29] Q. Xu, M. Zhong, and X. Li, “How does digitalization affect energy? International evidence,” *Energy Econ*, vol. 107, Mar. 2022, doi: 10.1016/j.eneco.2022.105879.

[30] K. Mahmud, J. Ravishankar, M. J. Hossain, and Z. Y. Dong, “The Impact of Prediction Errors in the Domestic Peak Power Demand Management,” *IEEE Trans Industr Inform*, vol. 16, no. 7, pp. 4567–4579, Jul. 2020, doi: 10.1109/TII.2019.2946292.

[31] M. Daneshvar, B. Mohammadi-ivatloo, and K. Zare, “Integration of Distributed Energy Resources Under the Transactive Energy Structure in the Future Smart Distribution Networks,” in *Operation of Distributed Energy Resources in Smart Distribution Networks*, Elsevier, 2018, pp. 349–379. doi: 10.1016/B978-0-12-814891-4.00014-X.

[32] B. Li, C. Wan, K. Yuan, and Y. Song, “Demand response for integrating distributed energy resources in transactive energy system,” in *Energy Procedia*, Elsevier Ltd, 2019, pp. 6645–6651. doi: 10.1016/j.egypro.2019.01.040.

[33] Y. Wu, Y. Wu, J. M. Guerrero, and J. C. Vasquez, “Digitalization and decentralization driving transactive energy Internet: Key technologies and infrastructures,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 126, Mar. 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106593.

[34] IEA, “Digitalization & Energy,” *Digitalization & Energy*, 2017, doi: 10.1787/9789264286276-en.

[35] S. R. Sinsel, R. L. Riemke, and V. H. Hoffmann, “Challenges and solution technologies for the integration of variable renewable energy sources—a review,” Jan. 01, 2020, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.renene.2019.06.147.

[36] M. Vadari, R. Melton, and K. Schneider, “Distribution Operations: The Evolution of Distributed Energy Resources [Guest Editorial],” Jan. 01, 2020, *Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.* doi: 10.1109/MPE.2019.2945342.

[37] *IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003) : IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*. IEEE, 2018.

[38] E. Adhekpukoli, “The democratization of electricity in Nigeria,” *Electricity Journal*, vol. 31, no. 2, pp. 1–6, Mar. 2018, doi: 10.1016/j.tej.2018.02.007.

[39] K. Szulecki, A. Ancygier, and D. Szwed, “Energy democratization? Societal aspects of de-carbonization in the German and Polish energy sectors Citation,” 2015.

[40] I. Antonopoulos *et al.*, “Artificial intelligence and machine learning approaches to energy demand-side response: A systematic review,” Sep. 01, 2020, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.rser.2020.109899.

[41] J. Wang, H. Zhong, Z. Ma, Q. Xia, and C. Kang, “Review and prospect of integrated demand response in the multi-energy system,” 2017, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.apenergy.2017.05.150.

[42] S. Nizami, W. Tushar, M. J. Hossain, C. Yuen, T. Saha, and H. V. Poor, “Transactive energy for low voltage residential networks: A review,” Oct. 01, 2022, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.apenergy.2022.119556.

[43] M. S. H. Nizami, M. J. Hossain, and E. Fernandez, “Multiagent-Based Transactive Energy Management Systems for Residential Buildings with Distributed Energy

Resources," *IEEE Trans Industr Inform*, vol. 16, no. 3, pp. 1836–1847, Mar. 2020, doi: 10.1109/TII.2019.2932109.

[44] K. K. Küster, A. R. Aoki, and G. Lambert-Torres, "Transaction-based operation of electric distribution systems: A review," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 2019, doi: 10.1002/2050-7038.12194.

[45] A. Pandey and P. Jain, "P2P Transaction-Based Sharing Solution for Prosumers in Management of Cloud Energy Storage System," in *2022 IEEE 10th Power India International Conference, PIICON 2022*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2022. doi: 10.1109/PIICON56320.2022.10045195.

[46] A. Valenzuela, I. Montalvo, and E. Inga, "A decision-making tool for electric distribution network planning based on heuristics and georeferenced data," *Energies (Basel)*, vol. 12, no. 21, Oct. 2019, doi: 10.3390/en12214065.

[47] A. Zomorodi Moghadam and M. H. Javidi, "Designing a two-stage transactive energy system for future distribution networks in the presence of prosumers' P2P transactions," *Electric Power Systems Research*, vol. 211, Oct. 2022, doi: 10.1016/j.epsr.2022.108202.

[48] "Totally Integrated Power siemens.com/tip-cs Planning of Electric Power Distribution Technical Principles."

[49] M. A. A. Al-Jaafreh and G. Mokryani, "Planning and operation of LV distribution networks: A comprehensive review," Sep. 01, 2019, *Institution of Engineering and Technology*. doi: 10.1049/iet-esi.2019.0013.

[50] F. García-Muñoz, F. Díaz-González, and C. Corchero, "A two-stage stochastic programming model for the sizing and location of DERs considering electric vehicles and demand response," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 30, Jun. 2022, doi: 10.1016/j.segan.2022.100624.

[51] E. Obando-Paredes, "Algoritmos genéticos y PSO aplicados a un problema de generación distribuida . PSO and genetic algorithms applied to a distributed

generation problem," vol. 22, no. 1, pp. 15–23, 2017, doi: https://doi.org/10.22517/23447214.14301.

[52] E. Obando Paredes, "Modelo de pronóstico de radiación solar basado en Machine Learning," p. 106, 2018.

[53] E. D. Obando, S. X. Carvajal, and J. Pineda, "Solar radiation prediction using machine learning techniques: a review," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 17, no. 4, pp. 684–697, 2019.

[54] S. A. Kalogirou, "Artificial neural networks in renewable energy systems applications: a review," 2001. [Online]. Available: www.elsevier.com/locate/rser

[55] M. Guo, W. Song, and J. Buhain, "Bioenergy and biofuels: History, status, and perspective," 2015, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.rser.2014.10.013.

[56] D. R. . Biggar and M. Reza. Hesamzadeh, *The Economics of Electricity Markets*. Wiley, 2014.

[57] D. López García, J. D. Beltrán Gallego, and S. X. Carvajal Quintero, "Proposing Dynamic Pricing as an Alternative to Improve Technical and Economic Conditions in Rural Electrification: A Case Study from Colombia," *Sustainability (Switzerland)*, vol. 15, no. 10, May 2023, doi: 10.3390/su15107985.

[58] E. Nam and T. Jin, "Mitigating carbon emissions by energy transition, energy efficiency, and electrification: Difference between regulation indicators and empirical data," *J Clean Prod*, vol. 300, Jun. 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2021.126962.

[59] "The Concept of Demand-Side Management for Electric Utilities."

[60] G. Strbac, "Demand side management: Benefits and challenges," *Energy Policy*, vol. 36, no. 12, pp. 4419–4426, Dec. 2008, doi: 10.1016/j.enpol.2008.09.030.

[61] C. Bergaentzlé, C. Clastres, and H. Khalfallah, "Demand-side management and European environmental and energy goals: An optimal complementary approach," *Energy Policy*, vol. 67, pp. 858–869, 2014, doi: 10.1016/j.enpol.2013.12.008.

[62] G. Strbac, E. D. Farmer, and B. J. Cory, “ework for the incorporation of demand-side in a petitive electricity market.”

[63] “2015 Assessment of Demand Response and Advanced Metering Staff Report Federal Energy Regulatory Commission,” 2015.

[64] M. H. Albadi and E. F. El-Saadany, “A summary of demand response in electricity markets,” Nov. 2008. doi: 10.1016/j.epsr.2008.04.002.

[65] F. Møller Andersen *et al.*, “General rights Analyses of demand response in Denmark,” APA, 2006. [Online]. Available: www.risoe.dk

[66] W. Phillips *et al.*, “2023 Assessment of Demand Response and Advanced Metering Pursuant to Energy Policy Act of 2005 Section 1252(e)(3) Staff Report FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION 2023 Assessment of Demand Response and Advanced Metering i Acknowledgements Federal Energy Regulatory Commission Staff Team,” 2023.

[67] J. Kwac and R. Rajagopal, *Demand Response Targeting Using Big Data Analytics*.

[68] H. Shareef, M. S. Ahmed, A. Mohamed, and E. Al Hassan, “Review on Home Energy Management System Considering Demand Responses, Smart Technologies, and Intelligent Controllers,” *IEEE Access*, vol. 6, pp. 24498–24509, Apr. 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2831917.

[69] T. Müller and D. Möst, “Demand Response Potential: Available when Needed?,” *Energy Policy*, vol. 115, pp. 181–198, Apr. 2018, doi: 10.1016/j.enpol.2017.12.025.

[70] M. Parvania, M. Fotuhi-Firuzabad, and M. Shahidehpour, “Optimal demand response aggregation in wholesale electricity markets,” *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 4, no. 4, pp. 1957–1965, Dec. 2013, doi: 10.1109/TSG.2013.2257894.

[71] M. Lynch, S. Nolan, M. T. Devine, and M. O’Malley, “The impacts of demand response participation in capacity markets,” *Appl Energy*, vol. 250, pp. 444–451, Sep. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.05.063.

[72] A. Malik and J. Ravishankar, “A hybrid control approach for regulating frequency through demand response,” *Appl Energy*, vol. 210, pp. 1347–1362, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.08.160.

[73] C. Haslund and S. R. Johnson, “AMI Demand Response: The Opportunity and Challenges of Mass Market Dynamic Pricing.”

[74] A. Pujara, V. G. Vilas, S. M. Bakre, and V. Muralidhara, “A novel approach for UI charge reduction using AMI based load prioritization in smart grid,” *Journal of Electrical Systems and Information Technology*, vol. 4, no. 2, pp. 338–346, Sep. 2017, doi: 10.1016/j.jesit.2017.01.001.

[75] A. Arteconi, D. Patteeuw, K. Bruninx, E. Delarue, W. D’haeseleer, and L. Helsen, “Active demand response with electric heating systems: Impact of market penetration,” *Appl Energy*, vol. 177, pp. 636–648, Sep. 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.05.146.

[76] “The Smart Grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response.”

[77] Régine Belhomme, Ramon Cerero, Giovanni Valtorta, and Philippe Eyrolles, “The ADDRESS project: Developing Active Demand in smart power systems integrating renewables,” *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011.

[78] R. Sharifi, S. H. Fathi, and V. Vahidinasab, “A review on Demand-side tools in electricity market,” 2017, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.rser.2017.01.020.

[79] J. A. Marcelo, G. Muñoz-Delgado, D. Rupolo, J. Contreras, and J. R. S. Mantovani, “Multistage planning for active power distribution systems with increasing penetration of prosumers and electric vehicles,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 38, Jun. 2024, doi: 10.1016/j.segan.2024.101280.

[80] G. Chebotareva, “Digital transformation of the energy sector: A case of Russia,” in *E3S Web of Conferences*, EDP Sciences, Apr. 2021. doi: 10.1051/e3sconf/202125001001.

[81] J. Caballero-Peña, C. Cadena-Zarate, A. Parrado-Duque, and G. Osma-Pinto, “Distributed energy resources on distribution networks: A systematic review of modelling, simulation, metrics, and impacts,” Jun. 01, 2022, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107900.

[82] R. Quint *et al.*, “Transformation of the grid: The impact of distributed energy resources on bulk power systems,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 17, no. 6, pp. 35–45, Nov. 2019, doi: 10.1109/MPE.2019.2933071.

[83] J. Guerrero *et al.*, “Distributed generation: Toward a new energy paradigm,” *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 4, no. 1, pp. 52–64, Mar. 2010, doi: 10.1109/MIE.2010.935862.

[84] F. Liu, G. Cheng, and B. Pan, “Smart management system in electric market considering customer demand response,” *Computers and Electrical Engineering*, vol. 99, Apr. 2022, doi: 10.1016/j.compeleceng.2022.107830.

[85] A. Update, “IEC 61850 and IEEE 2030.5: A Comparison of 2 Key Standards for DER Integration.” [Online]. Available: https://www.techstreet.com/standards/din-en-iec-61850-7-420-

[86] S. Ren, Y. Hao, L. Xu, H. Wu, and N. Ba, “Digitalization and energy: How does internet development affect China’s energy consumption?,” *Energy Econ*, vol. 98, Jun. 2021, doi: 10.1016/j.eneco.2021.105220.

[87] IRENA, *Planning for the Renewable Future*. 2017. [Online]. Available: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Planning_for_the_Renewable_Future_2017.pdf

[88] N. George, S. Nithin, and S. K. Kottayil, “Hybrid Key Management Scheme for Secure AMI Communications,” in *Procedia Computer Science*, Elsevier B.V., 2016, pp. 862–869. doi: 10.1016/j.procs.2016.07.260.

[89] S. Z. Abbas, A. Kousar, S. Razzaq, A. Saeed, M. Alam, and A. Mahmood, “Energy management in South Asia,” Aug. 01, 2018, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.esr.2018.04.004.

[90] R. Haider, D. D'Achiardi, V. Venkataramanan, A. Srivastava, A. Bose, and A. M. Annaswamy, "Reinventing the utility for distributed energy resources: A proposal for retail electricity markets," *Advances in Applied Energy*, vol. 2, May 2021, doi: 10.1016/j.adapen.2021.100026.

[91] C. Eid, P. Codani, Y. Perez, J. Reneses, and R. Hakvoort, "Managing electric flexibility from Distributed Energy Resources: A review of incentives for market design," Oct. 01, 2016, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.rser.2016.06.008.

[92] R. Rashed Mohassel, A. Fung, F. Mohammadi, and K. Raahemifar, "A survey on Advanced Metering Infrastructure," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 63, pp. 473–484, 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.06.025.

[93] I. Antonopoulos *et al.*, "Artificial intelligence and machine learning approaches to energy demand-side response: A systematic review," Sep. 01, 2020, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.rser.2020.109899.

[94] N. J. van Eck and L. Waltman, "Software survey: VOSviewer, a computer program for bibliometric mapping," *Scientometrics*, vol. 84, no. 2, pp. 523–538, 2010, doi: 10.1007/s11192-009-0146-3.

[95] "Proactive demand-side participation_ Ce...transactive demand-Supply coordination".

[96] J. Fan, L. Wu, X. Ma, H. Zhou, and F. Zhang, "Hybrid support vector machines with heuristic algorithms for prediction of daily diffuse solar radiation in air-polluted regions," *Renew Energy*, vol. 145, pp. 2034–2045, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.07.104.

[97] E. D. Obando, S. X. Carvajal, and J. Pineda Agudelo, "Solar Radiation Prediction Using Machine Learning Techniques: A Review," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 17, no. 4, pp. 684–697, 2019, doi: 10.1109/TLA.2019.8891934.

[98] D. Kanakadhurga and N. Prabaharan, "Demand side management in microgrid: A critical review of key issues and recent trends," Mar. 01, 2022, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.rser.2021.111915.

[99] M. Waseem, Z. Lin, S. Liu, Z. Zhang, T. Aziz, and D. Khan, “Fuzzy compromised solution-based novel home appliances scheduling and demand response with optimal dispatch of distributed energy resources,” *Appl Energy*, vol. 290, May 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.116761.

[100] J. R. Vázquez-Canteli and Z. Nagy, “Reinforcement learning for demand response: A review of algorithms and modeling techniques,” Feb. 01, 2019, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.apenergy.2018.11.002.

[101] J. Lee, M. Azamfar, and J. Singh, “A blockchain enabled Cyber-Physical System architecture for Industry 4.0 manufacturing systems,” *Manuf Lett*, vol. 20, pp. 34–39, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.mfglet.2019.05.003.

[102] C. Pop, T. Cioara, M. Antal, I. Anghel, I. Salomie, and M. Bertoncini, “Blockchain based decentralized management of demand response programs in smart energy grids,” *Sensors (Switzerland)*, vol. 18, no. 1, Jan. 2018, doi: 10.3390/s18010162.

[103] K. Christidis and M. Devetsikiotis, “Blockchains and Smart Contracts for the Internet of Things,” 2016, *Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.* doi: 10.1109/ACCESS.2016.2566339.

[104] N. Z. Aitzhan and D. Svetinovic, “Security and Privacy in Decentralized Energy Trading Through Multi-Signatures, Blockchain and Anonymous Messaging Streams,” *IEEE Trans Dependable Secure Comput*, vol. 15, no. 5, pp. 840–852, Sep. 2018, doi: 10.1109/TDSC.2016.2616861.

[105] R. Sabzehgar, D. Z. Amirhosseini, and M. Rasouli, “Solar power forecast for a residential smart microgrid based on numerical weather predictions using artificial intelligence methods,” *Journal of Building Engineering*, vol. 32, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.jobe.2020.101629.

[106] S. Mohseni, A. C. Brent, S. Kelly, and W. N. Browne, “Demand response-integrated investment and operational planning of renewable and sustainable energy systems considering forecast uncertainties: A systematic review,” Apr. 01, 2022, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.rser.2022.112095.

[107] C. Ibrahim, I. Mougharbel, H. Y. Kanaan, N. A. Daher, S. Georges, and M. Saad, “A review on the deployment of demand response programs with multiple aspects coexistence over smart grid platform,” Jul. 01, 2022, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.rser.2022.112446.

[108] M. M. Eissa, “Developing incentive demand response with commercial energy management system (CEMS) based on diffusion model, smart meters and new communication protocol,” *Appl Energy*, vol. 236, pp. 273–292, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.11.083.

[109] P. Paudyal *et al.*, “The Impact of Behind-the-Meter Heterogeneous Distributed Energy Resources on Distribution Grids,” in *2020 47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, IEEE, Jun. 2020, pp. 0857–0862. doi: 10.1109/PVSC45281.2020.9300626.

[110] B. Li, C. Wan, K. Yuan, and Y. Song, “Demand Response for Integrating Distributed Energy Resources in Transactive Energy System,” *Energy Procedia*, vol. 158, pp. 6645–6651, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.egypro.2019.01.040.

[111] D. S. Ochoa, E. P. Gonzalez, and R. C. Rodriguez, “Characterization of the demand for electric energy considering the integration of distributed energy resources,” in *2019 FISE-IEEE/CIGRE Conference - Living the energy Transition (FISE/CIGRE)*, IEEE, Dec. 2019, pp. 1–5. doi: 10.1109/FISECIGRE48012.2019.8984998.

[112] W. Li, R. Wang, T. Zhang, M. Ming, and H. Lei, “Multi-scenario microgrid optimization using an evolutionary multi-objective algorithm,” *Swarm Evol Comput*, vol. 50, p. 100570, Nov. 2019, doi: 10.1016/j.swevo.2019.100570.

[113] H.-J. Lee, B. J. Chung, and S.-Y. Huh, “Consumer Preferences for Smart Energy Services Based on AMI Data in the Power Sector,” *Energies (Basel)*, vol. 16, no. 9, p. 3961, May 2023, doi: 10.3390/en16093961.

[114] C. Haslund and S. R. Johnson, “AMI Demand Response : The Opportunity and Challenges of Mass Market Dynamic Pricing,” *Response*, pp. 1–14, 2011.

[115] P. Aketi and S. Sen, “Modeling demand response and economic impact of advanced and smart metering,” *Energy Systems*, vol. 5, no. 3, pp. 583–606, Sep. 2014, doi: 10.1007/s12667-013-0113-1.

[116] Ministerio de Minas y Energía de Colombia and M. E.-U. Unidad de Planeación, “Plan Energético Nacional 2020-2050,” 2020. Accessed: Mar. 02, 2024. [Online]. Available: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Plan_Energetico_Nacional_2020_2050.pdf

[117] J. Liu, H. Gao, Z. Ma, and Y. Li, “Review and prospect of active distribution system planning,” Dec. 01, 2015. doi: 10.1007/s40565-015-0170-7.

[118] E. D. Obando-Paredes, D. López-García, and S. X. Carvajal-Quintero, “Integrating active demand into the distribution system using metaheuristic techniques,” *The Journal of Engineering*, vol. 2024, no. 11, Nov. 2024, doi: 10.1049/tje2.70005.

[119] J. L. Picard, I. Aguado, N. G. Cobos, V. Fuster-Roig, and A. Quijano-López, “Electric distribution system planning methodology considering distributed energy resources: A contribution towards real smart grid deployment,” *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 7, Apr. 2021, doi: 10.3390/en14071924.

[120] G. Ma, J. Lyu, Y. Wang, J. Zhang, and J. Xu, “The Prosumer Energy Management Method Based on Smart Load,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 117086–117095, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3004557.

[121] A. Zomorodi Moghadam and M. H. Javidi, “Designing a two-stage transactive energy system for future distribution networks in the presence of prosumers’ P2P transactions,” *Electric Power Systems Research*, vol. 211, Oct. 2022, doi: 10.1016/j.epsr.2022.108202.

[122] J. Hu, Y. Li, and H. Zhou, “Energy Management Strategy for a Society of Prosumers under the IOT Environment Considering the Network Constraints,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 57760–57768, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2913724.

[123] N. Koltsaklis, I. P. Panapakidis, D. Pozo, and G. C. Christoforidis, “A prosumer model based on smart home energy management and forecasting techniques,” *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 6, Mar. 2021, doi: 10.3390/en14061724.

[124] L. Park, Y. Yoon, S. Cho, and S. Choi, “Prosumer Energy Management Considering Contract with Consumers under Progressive Pricing Policy,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 115789–115799, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3004643.

[125] N. Koltsaklis, I. P. Panapakidis, D. Pozo, and G. C. Christoforidis, “A prosumer model based on smart home energy management and forecasting techniques,” *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 6, Mar. 2021, doi: 10.3390/en14061724.

[126] C. Ibrahim, I. Mougharbel, H. Y. Kanaan, N. A. Daher, S. Georges, and M. Saad, “A review on the deployment of demand response programs with multiple aspects coexistence over smart grid platform,” Jul. 01, 2022, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.rser.2022.112446.

[127] G. Ma, J. Lyu, Y. Wang, J. Zhang, and J. Xu, “The Prosumer Energy Management Method Based on Smart Load,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 117086–117095, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3004557.

[128] S. Yin, Q. Ai, Z. Li, Y. Zhang, and T. Lu, “Energy management for aggregate prosumers in a virtual power plant: A robust Stackelberg game approach,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 117, May 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105605.

[129] F. S. Ali, M. Aloqaily, O. Ozkasap, and O. Bouachir, “Blockchain-assisted Decentralized Virtual Prosumer Grouping for P2P Energy Trading,” in *Proceedings - 21st IEEE International Symposium on a World of Wireless, Mobile and Multimedia Networks, WoWMoM 2020*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Aug. 2020, pp. 385–390. doi: 10.1109/WoWMoM49955.2020.00071.

[130] A. Zomorodi Moghadam and M. H. Javidi, “Designing a two-stage transactive energy system for future distribution networks in the presence of prosumers’ P2P

transactions," *Electric Power Systems Research*, vol. 211, Oct. 2022, doi: 10.1016/j.epsr.2022.108202.

[131] Z. Guo, W. Wei, L. Chen, Z. Wang, J. P. S. Catalao, and S. Mei, "Optimal Energy Management of a Residential Prosumer: A Robust Data-Driven Dynamic Programming Approach," *IEEE Syst J*, vol. 16, no. 1, pp. 1548–1557, Mar. 2022, doi: 10.1109/JSYST.2020.3043342.

[132] Q. Xie, H. Cheng, Y. Z. Xiangzhang, and S. Jiao, "Active Distribution Network Planning Based on Active Management," 2014.

[133] J. L. Picard, I. Aguado, N. G. Cobos, V. Fuster-Roig, and A. Quijano-López, "Electric distribution system planning methodology considering distributed energy resources: A contribution towards real smart grid deployment," *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 7, Apr. 2021, doi: 10.3390/en14071924.

[134] P. A. Gbadega and Y. Sun, "Centralized peer-to-peer transactive energy market approach in a prosumer-centric residential smart grid environment," *Energy Reports*, vol. 8, pp. 105–116, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.egyr.2022.10.080.

[135] N. Koltsaklis, I. P. Panapakidis, D. Pozo, and G. C. Christoforidis, "A prosumer model based on smart home energy management and forecasting techniques," *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 6, Mar. 2021, doi: 10.3390/en14061724.

[136] J. H. Yi, R. Cherkaoui, M. Paolone, D. Shchetinin, and K. Knezovic, "Expansion planning of active distribution networks achieving their dispatchability via energy storage systems," *Appl Energy*, vol. 326, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.119942.

[137] N. Koltsaklis, I. P. Panapakidis, D. Pozo, and G. C. Christoforidis, "A prosumer model based on smart home energy management and forecasting techniques," *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 6, Mar. 2021, doi: 10.3390/en14061724.

[138] M. A. A. Al-Jaafreh and G. Mokryani, "Planning and operation of LV distribution networks: A comprehensive review," Sep. 01, 2019, *Institution of Engineering and Technology*. doi: 10.1049/iet-esi.2019.0013.

[139] J. M. . Gers, *Distribution system analysis and automation.* Institution of Engineering and Technology, 2014.

[140] W. H. Kersting, “Distribution System Modeling and Analysis.”

[141] H. Shareef, M. S. Ahmed, A. Mohamed, and E. Al Hassan, “Review on Home Energy Management System Considering Demand Responses, Smart Technologies, and Intelligent Controllers,” *IEEE Access*, vol. 6, pp. 24498–24509, Apr. 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2831917.

[142] J. J. D. Marin, S. Carvajal Quintero, and M. Jiménez, “Análisis para la provisión del Servicio Complementario de Capacidad de Operación por Islas a partir de Recursos Energéticos Distribuidos en ambientes desregulados,” 2017.

[143] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), *Resolución 015 de 2018 - Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional*. Accessed: Feb. 22, 2025. [Online]. Available: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0015_2018.htm

[144] IEEE Standard Association, *IEEE Std. 1547-2018. Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*. 2018.

[145] *1547-2018 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*. IEEE, 2018.

[146] E. D. Obando Paredes and S. X. Carvajal Quintero, “Implementación de Estrategias de Digitalización en Sistemas de Distribución de Energía: Un Análisis de Escenarios de Optimización,” in *SEMINARIO INTERNACIONAL EN ENERGÍA TRANSACTIVA (SIET)*, Pasto: Universidad de Nariño, 2024.

[147] “Multistage planning for active power distribution systems with increasing”.

[148] A. Valenzuela, I. Montalvo, and E. Inga, “A decision-making tool for electric distribution network planning based on heuristics and georeferenced data,” *Energies (Basel)*, vol. 12, no. 21, Oct. 2019, doi: 10.3390/en12214065.

[149] R. Alirezaei, R. Dashti, and M. Mirhosseini, “Analysis of energy supply scenarios using grid-connected hybrid systems: Investigating time-of-use demand response strategy for improving operational performance,” *Energy*, vol. 318, Mar. 2025, doi: 10.1016/j.energy.2025.134596.

[150] S. Xie, Z. Hu, L. Yang, and J. Wang, “Expansion planning of active distribution system considering multiple active network managements and the optimal load-shedding direction,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 115, Feb. 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105451.

[151] A. Ali, A. Aftab, M. N. Akram, S. Awan, H. A. Muqeet, and Z. A. Arfeen, “Residential Prosumer Energy Management System with Renewable Integration Considering Multi-Energy Storage and Demand Response,” *Sustainability (Switzerland)* , vol. 16, no. 5, Mar. 2024, doi: 10.3390/su16052156.

[152] B. Li, C. Wan, K. Yuan, and Y. Song, “Demand response for integrating distributed energy resources in transactive energy system,” in *Energy Procedia*, Elsevier Ltd, 2019, pp. 6645–6651. doi: 10.1016/j.egypro.2019.01.040.

[153] J. Li, Y. Ye, D. Papadaskalopoulos, and G. Strbac, “Distributed Consensus-Based Coordination of Flexible Demand and Energy Storage Resources,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3053–3069, Jul. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3041193.

[154] A. A. (Abdelhay. A.) Sallam, *Electric Distribution Systems*, IEEE. IEEE series on power engineering.

[155] M. Chakravorty and D. Das, “Voltage stability analysis of radial distribution networks.” [Online]. Available: www.elsevier.com/locate/ijepes

[156] J. Liu, H. Gao, Z. Ma, and Y. Li, “Review and prospect of active distribution system planning,” Dec. 01, 2015. doi: 10.1007/s40565-015-0170-7.

[157] N. Goitia-Zabaleta, A. Milo, H. Gaztañaga, and E. Fernandez, “Two-stage centralised management of Local Energy Market for prosumers integration in a community-based P2P,” *Appl Energy*, vol. 348, Oct. 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.121552.

[158] Z. Duan *et al.*, “An MILP method for design of distributed energy resource system considering stochastic energy supply and demand,” *Energies (Basel)*, vol. 11, no. 1, Jan. 2018, doi: 10.3390/en11010022.

[159] S. García, A. Fernández, J. Luengo, and F. Herrera, “A study of statistical techniques and performance measures for genetics-based machine learning: Accuracy and interpretability,” *Soft comput*, vol. 13, no. 10, pp. 959–977, 2009, doi: 10.1007/s00500-008-0392-y.

[160] A. K. Erenoğlu, İ. Şengör, O. Erdinç, A. Taşcıkaraoğlu, and J. P. S. Catalão, “Optimal energy management system for microgrids considering energy storage, demand response and renewable power generation,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 136, Mar. 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107714.

[161] R. Torkan, A. Ilinca, and M. Ghorbanzadeh, “A genetic algorithm optimization approach for smart energy management of microgrid,” *Renew Energy*, vol. 197, pp. 852–863, Sep. 2022, doi: 10.1016/j.renene.2022.07.055.

[162] J. Li *et al.*, “Multi-objective optimization method for medium and long-term power supply and demand balance considering the spatiotemporal correlation of source and load,” *Energy Strategy Reviews*, vol. 54, Jul. 2024, doi: 10.1016/j.esr.2024.101463.

[163] J. Soares, M. Silva, T. Sousa, Z. Vale, and H. Morais, “Distributed energy resource short-term scheduling using Signaled Particle Swarm Optimization,” *Energy*, vol. 42, no. 1, pp. 466–476, 2012, doi: 10.1016/j.energy.2012.03.022.

[164] B. N. Silva, M. Khan, R. E. Wijesinghe, and U. Wijenayake, “Meta-heuristic optimization based cost efficient demand-side management for sustainable smart

communities," *Energy Build*, vol. 303, Jan. 2024, doi: 10.1016/j.enbuild.2023.113599.

[165] F. R. Albogamy, "A Hybrid Heuristic Algorithm for Energy Management in Electricity Market with Demand Response and Distributed Generators," *Applied Sciences (Switzerland)*, vol. 13, no. 4, Feb. 2023, doi: 10.3390/app13042552.

[166] J. Vaish, A. K. Tiwari, A. University, U. Pradesh, and K. Seethalekshmi, "Swarm Intelligence techniques for optimization of Microgrid with Renewable Energy System," 2023, doi: 10.21203/rs.3.rs-2650932/v1.

[167] S. Rahim *et al.*, "Ant colony optimization based energy management controller for smart grid," in *Proceedings - International Conference on Advanced Information Networking and Applications, AINA*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., May 2016, pp. 1154–1159. doi: 10.1109/AINA.2016.163.

[168] M. Sharafi and T. Y. ElMekkawy, "Stochastic optimization of hybrid renewable energy systems using sampling average method," Dec. 01, 2015, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.rser.2015.08.010.

[169] A. S. Rodrigo, A. M. Ranawaka, M. Abeywickrama, and D. A. M. Arachchi, "A mixed integer nonlinear programming model and heuristic solutions for an automated demand response system for large facilities," in *MERCon 2021 - 7th International Multidisciplinary Moratuwa Engineering Research Conference, Proceedings*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Jul. 2021, pp. 83–88. doi: 10.1109/MERCon52712.2021.9525693.

[170] B. N. Silva, M. Khan, R. E. Wijesinghe, and U. Wijenayake, "Meta-heuristic optimization based cost efficient demand-side management for sustainable smart communities," *Energy Build*, vol. 303, Jan. 2024, doi: 10.1016/j.enbuild.2023.113599.

[171] L. Blackhall, G. Kuiper, L. Nicholls, and P. Scott, "Optimising the value of distributed energy resources," *Electricity Journal*, vol. 33, no. 9, p. 106838, 2020, doi: 10.1016/j.tej.2020.106838.

[172] F. Henao, Y. Rodriguez, J. P. Viteri, and I. Dyner, “Optimising the insertion of renewables in the Colombian power sector,” *Renew Energy*, vol. 132, pp. 81–92, 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.07.099.

[173] P. Dimitroulis and M. Alamaniotis, “A fuzzy logic energy management system of on-grid electrical system for residential prosumbers,” *Electric Power Systems Research*, vol. 202, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.epsr.2021.107621.

[174] Y. Zhu, L. Chen, Y. Fu, H. Zhang, and G. Zhao, “Design and Engineering Application of Low Voltage Power Grid,” in *2022 5th International Conference on Power and Energy Applications, ICPEA 2022*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2022, pp. 410–413. doi: 10.1109/ICPEA56363.2022.10052476.

[175] CEDENAR, “Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P. (CEDENAR).”

[176] ASC Ingeniería S.A. E.S.P, “ASC Ingeniería S.A. E.S.P.”

[177] Universidad de Nariño UDENAR, “ALTERNAR: Análisis de Oportunidades Energéticas con Fuentes Alternativas en el Departamento de Nariño.”

[178] Alcaldia de Pasto, “Pasto incluido en Ciudades Sostenibles”.

[179] W. Wright, D. Schroh, P. Proulx, A. Skaburskis, and B. Cort, “The Sandbox for Analysis-Concepts and Methods,” 2006.

[180] K. P. Schneider *et al.*, “Analytic Considerations and Design Basis for the IEEE Distribution Test Feeders,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 3181–3188, May 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2760011.

[181] “Radial Distribution Test Feeders Distribution System Analysis Subcommittee Report.” [Online]. Available: http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders.html.

[182] E. D. Obando and S. Carvajal Quintero, “Datos Sistema de Distribución Prueba .” Accessed: Sep. 05, 2024. [Online]. Available: https://bit.ly/4j34Nxs

[183] E. D. Obando and S. Carvajal Quintero, “Data User Simulations,” 2024. Accessed: Oct. 07, 2024. [Online]. Available: https://bit.ly/3PN4I3H

[184] “Gurobi Optimizer Reference Manual,” 2025.

[185] M. Trafton, “The role of modeling in the energy transition,” MIT News. Accessed: Feb. 25, 2025. [Online]. Available: https://news.mit.edu/2025/role-modeling-energy-transition-0107

[186] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), *Resolución No. 000135 de 2025: Por la cual se establecen los requisitos, el procedimiento y las tarifas a cobrar para evaluar las solicitudes y emitir los certificados que permitan acceder a los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014*. Accessed: Mar. 10, 2025. [Online]. Available: https://www1.upme.gov.co/Normatividad/135_2025_con_anexos.pdf

[187] E. D. Obando Paredes and S. X. Carvajal Quintero, “Estrategias Para Integrar Recursos Energéticos Distribuidos Bajo Escenarios De Digitalización En El Sistema Eléctrico Colombiano,” in *Seminario Internacional de Ingeniería y sus Aplicaciones SIIA 2021*, vol. 1, 2021.

[188] E. D. Obando Paredes and S. X. Carvajal Quintero, “Distributed energy resources and digitalization, outlook of integration and discussion of points of view when integrating them,” in *III Congreso Internacional de Biorrefinerías y Energías renovables Soportadas en TIC*, Medellin, 2021.

[189] E. D. Obando Paredes and S. X. Carvajal Quintero, “Propuesta de escenarios de digitalización para integración de demanda activa en sistemas de distribución utilizando técnicas metaheurísticas,” in *VI Festival de ciencia tecnología e innovación DATIC* , Cali: Secretaria de tecnologias TIC de Cali, 2022.

[190] E. D. Obando, S. X. Carvajal, and J. Pineda Agudelo, “Proposal for integrating active demand in the distribution system: variables, scenarios, and case study.,” *Simposio Internacional sobre la Calidad de la Energía Eléctrica - SICEL*, vol. 11, Jan. 2024, doi: 10.15446/sicel.v11.110033.

[191] E. D. Obando Paredes and S. X. Carvajal Quintero, “Implementación de Estrategias de Digitalización en Sistemas de Distribución de Energía: Un Análisis basado en

Escenarios de Optimización," in *II Congreso Internacional de Electrónica Aplicada CIEA 2024*, Pasto : Universidad CESMAG, 2024.

[192] R. Sharifi, S. H. Fathi, and V. Vahidinasab, "A review on Demand-side tools in electricity market," 2017, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.rser.2017.01.020.

[193] N. , P. B. R. , P. J. R. , B.-J. B. , & F. K. H. B. Karthikeyan, "Demand Response in Low Voltage Distribution Networks with High PV Penetration,"

[194] Z. Duan *et al.*, "An MILP method for design of distributed energy resource system considering stochastic energy supply and demand," *Energies (Basel)*, vol. 11, no. 1, Jan. 2018, doi: 10.3390/en11010022.

[195] D. S. Ochoa, E. P. González, and R. C. Rodríguez, "Characterization of the demand for electric energy considering the integration of distributed energy resources," in *2019 FISE-IEEE/CIGRE Conference - Living the Energy Transition, FISE/CIGRE 2019*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Dec. 2019. doi: 10.1109/FISECIGRE48012.2019.8984998.

[196] E. Galperova and V. Galperov, "A Methodological Approach to the Assessment of the Impact of Digital Technologies Development in Energy Industry on Electricity Price and Demand in a Region," in *E3S Web of Conferences*, EDP Sciences, Nov. 2020. doi: 10.1051/e3sconf/202020906006.

[197] J. Li, Y. Ye, D. Papadaskalopoulos, and G. Strbac, "Distributed Consensus-Based Coordination of Flexible Demand and Energy Storage Resources," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3053–3069, Jul. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3041193.

[198] M. Waseem, Z. Lin, S. Liu, Z. Zhang, T. Aziz, and D. Khan, "Fuzzy compromised solution-based novel home appliances scheduling and demand response with optimal dispatch of distributed energy resources," *Appl Energy*, vol. 290, May 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.116761.

[199] S. Lange, J. Pohl, and T. Santarius, “Digitalization and energy consumption. Does ICT reduce energy demand?,” *Ecological Economics*, vol. 176, Oct. 2020, doi: 10.1016/j.ecolecon.2020.106760.

[200] A. F. Moreno Jaramillo, J. Lopez-Lorente, D. M. Laverty, J. Martinez-del-Rincon, D. J. Morrow, and A. M. Foley, “Effective identification of distributed energy resources using smart meter net-demand data,” *IET Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 120–135, Apr. 2022, doi: 10.1049/stg2.12056.

[201] F. Farzan, F. Farzan, M. A. Jafari, and J. Gong, “Integration of Demand Dynamics and Investment Decisions on Distributed Energy Resources,” *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 7, no. 4, pp. 1886–1895, Jul. 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2426151.

[202] M. Ostadijafari, J. C. Bedoya, W. Wang, A. Dubey, C.-C. Liu, and N. Yu, “Proactive demand-side participation: Centralized versus transactive demand-Supply coordination,” *Electric Power Systems Research*, vol. 206, p. 107789, May 2022, doi: 10.1016/j.epsr.2022.107789.

[203] F. Liu, G. Cheng, and B. Pan, “Smart management system in electric market considering customer demand response,” *Computers and Electrical Engineering*, vol. 99, p. 107830, Apr. 2022, doi: 10.1016/j.compeleceng.2022.107830.

[204] P. Dimitroulis and M. Alamaniotis, “A fuzzy logic energy management system of on-grid electrical system for residential prosumbers,” *Electric Power Systems Research*, vol. 202, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.epsr.2021.107621.

[205] J. A. Marcelo, G. Muñoz-Delgado, D. Rupolo, J. Contreras, and J. R. S. Mantovani, “Multistage planning for active power distribution systems with increasing penetration of prosumers and electric vehicles,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 38, Jun. 2024, doi: 10.1016/j.segan.2024.101280.

[206] D. Díaz-Bello, C. Vargas-Salgado, M. Alcázar-Ortega, and T. Gómez-Navarro, “Demand response of prosumers integrating storage system for optimizing grid-connected photovoltaics through time-pricing,” *J Energy Storage*, vol. 88, May 2024, doi: 10.1016/j.est.2024.111536.

[207] A. Ali, A. Aftab, M. N. Akram, S. Awan, H. A. Muqeet, and Z. A. Arfeen, “Residential Prosumer Energy Management System with Renewable Integration Considering Multi-Energy Storage and Demand Response,” *Sustainability (Switzerland)* , vol. 16, no. 5, Mar. 2024, doi: 10.3390/su16052156.