

**“IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE GESTIÓN DE LA DEMANDA
ELÉCTRICA BASADO EN LA CARACTERIZACIÓN DE LOS RECURSOS EN
MICRO-REDES”**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
“IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE GESTIÓN DE LA DEMANDA
ELÉCTRICA BASADO EN LA CARACTERIZACIÓN DE LOS RECURSOS EN
MICRO-REDES”**

**AUTOR:
ANDREA ESTEFANÍA ABARCA BASANTE**

**DIRECTOR:
EDWIN MARCELO GARCÍA TORRES**

Quito, marzo 2021

Abarca Basante Andrea Estefanía

“IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE GESTIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA BASADO EN LA CARACTERIZACIÓN DE LOS RECURSOS EN MICRO-REDES”

Universidad Politécnica Salesiana
Ingeniería Eléctrica

Breve reseña historia e información de contacto:



Andrea Estefanía Abarca Basante (Y'1989-M'06).
Estudiante de Ingeniería Eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana sede Quito. Áreas de interés: Generación distribuida, respuesta a la demanda, micro-redes, energía renovable.
aabarca@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Edwin Marcelo García Torres (Y'1978 -SM10). Se graduó en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana y de Master en Gestión de Energía. Actualmente se encuentra trabajando para su doctorado en Ingeniería con la Universidad Pontificia Bolivariana. Área de interés: respuesta a la demanda, sistemas de automatización. Actualmente es miembro del GIREI (Grupo de Investigación en Redes Eléctricas Inteligentes - Smart Grid Research Group).
egarcia@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS
©2021 Universidad Politécnica Salesiana
QUITO-ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo, Edwin Marcelo García Torres declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación “*Implementación de un sistema de gestión de la demanda eléctrica basado en la caracterización de los recursos en micro-redes*” realizado por Andrea Estefanía Abarca Basante, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerado como trabajo final de titulación.

Quito, marzo de 2021



.....
Edwin Marcelo García Torres

Cédula de identidad: 1803087400

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Andrea Estefanía Abarca Basante, con documento de identificación N° 171762948-7, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor/es del trabajo de grado/titulación intitulado: “Implementación de un sistema de gestión de la demanda eléctrica basado en la caracterización de los recursos en micro-redes”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniera Eléctrica, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Firma



.....

Andrea Estefanía Abarca Basante

C.C. 171762948-7

Fecha: marzo de 2021

INDICE GENERAL

Resumen.....	1
Abstract.....	1
1. Introducción.....	3
2. Marco Teórico.....	9
2.1 Energía Fotovoltaica.....	9
2.2 Energía Eólica.....	10
2.3 Banco de baterías (BESS).....	11
2.4 Sistema de Gestión de las micro-redes.....	12
3. Problema.....	20
3.1 Pseudocódigo de gestión de la demanda.....	20
3.2 Respuesta a la demanda.....	21
4. Casos de estudio.....	21
4.1 Caso de estudio 1: Día laboral.....	21
4.2 Caso de estudio 2: Fin de semana.....	21
4.3 Caso de estudio 3: Pandemia.....	22
5. Análisis y discusión de resultados.....	22
6. Conclusiones.....	24
7. Trabajos futuros.....	24
8. Referencias.....	24
9. Estado del arte.....	28

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Recursos distribuidos en la micro-red	7
Figura 2. Comportamiento de los sistemas fotovoltaicos	10
Figura 3. Comportamiento de los sistemas eólicos	11
Figura 4. Comportamiento de los sistemas eólicos	12
Figura 5. Demanda en día laborable (lunes).	21
Figura 6. Gestión de la demanda en día laborable (lunes).	21
Figura 7. Demanda en día no laborable.	21
Figura 8. Gestión de la demanda en día no laborable.	22
Figura 9. Demanda en día de pandemia.	22
Figura 10. Gestión de la demanda en día de pandemia.	22
Figura 11. Comportamiento de los sistemas fotovoltaicos.	22
Figura 12. Comportamiento de los sistemas eólicos	23

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. COMPARATIVA DE LOS MODELOS DE GESTIÓN	7
Tabla 2. PSEUDOCÓDIGO DE GESTIÓN PARA MICRO-REDES	20

“IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE GESTIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA BASADO EN LA CARACTERIZACIÓN DE LOS RECURSOS EN MICRO-REDES”

Resumen

El desarrollo de las tecnologías en la actualidad proporciona cierta ventaja en la utilización y conservación de los recursos energéticos existentes. En consecuencia, existe un aumento de la generación basada en recursos renovables no convencionales que se integran a los nuevos sistemas eléctricos como son las micro-redes (MR). El presente artículo se enfoca en la caracterización de los recursos distribuidos en función de las diferentes variables que presentan los recursos energéticos distribuidos como fotovoltaica, eólica y banco de baterías, cuyo papel dentro de las micro-redes juega un rol muy importante en la reducción de combustibles fósiles y en consecuencia una reducción en la emisión de gases de efecto invernadero, determinando cual es el más eficiente en cuanto al aporte de energía eléctrica al sistema. Este trabajo realiza una gestión de los recursos distribuidos incluyendo la red eléctrica para poder satisfacer la demanda bajo tres escenarios representativos (un día laboral, no laboral y en pandemia) para un usuario residencial, considerando el modelo que determine el mayor aporte de energía basada en la eficiencia de cada modelo, aplicando una programación lineal la cual permita tener una solución óptima al menor costo de compra de energía eléctrica a la red. Finalmente se muestran los resultados tanto de la caracterización como de la gestión tomando en cuenta la naturaleza aleatoria de los recursos distribuidos.

Palabras Clave: gestión energética, micro-redes, recursos distribuidos,

Abstract

Technology development actually provides of a certain advantage in use and conservation of resources. Consequently, there is an important increase in generation based on non-conventional renewable resources that are integrated into new electrical systems such as microgrids (MR). This article focuses on the characterization based on the different variables presented by distributed energy resources such as photovoltaic, wind and energy storage, whose performance within microgrids establish an important role in reducing fossil fuels thus, a minimization in the emission of greenhouse gases, determining which is the most efficient in terms of the contribution of electrical energy to the system. This paper performs a management of distributed resources including the electrical network in order to satisfy the demand under three representative scenarios (a working day, non-working day and in pandemic) for a residential user, considering the model that determines the highest energy contribution based on the efficiency of each model, applying a linear programming which allows to have an optimal solution at the lowest cost of purchasing electricity from the grid.

Finally, the results of both characterization and management are shown, considering the random nature of the distributed resources.

Keywords: distributed resources, energy management, microgrids, energy storage system, photovoltaic, wind.

sistema de almacenamiento de baterías,
sistema de generación eólico, sistema de
generación solar fotovoltaico.

1. Introducción

En Colombia, [1] indica que parámetros como la temperatura del panel solar, la masa del aire y el factor de rendimiento son condiciones determinantes en el momento de caracterizar sistemas fotovoltaicos, el factor de rendimiento considera las pérdidas en la eficiencia de energía de la instalación que se deben a: temperatura, cableado, dispersión, suciedad, eficiencia energética del regulador; baterías e inversor, fallas, mantenimiento, etc. Sin olvidar que se debe considerar las temporadas más desfavorables de radiación solar para efectos del diseño.

En India, [2] muestra el comportamiento de un módulo fotovoltaico conectado a una micro-red para una carga lineal, no lineal y dinámica en el cual la potencia requerida se obtiene del módulo fotovoltaico conectado en serie-paralelo cuya salida viene dada por el número de celdas en serie y paralelo, la carga, sin embargo lo que hace singular a este modelo, son el factor de diodo ideal, la resistencia en serie y la resistencia en derivación respectivamente.

Por otra parte, Estados Unidos en [3] muestra un modelo de eficiencia en el uso de unidades de almacenamiento energético (ESU). Con el objetivo de ejercer un control que considere los efectos de nubosidades, se modelara mediante un algoritmo semimarkoviano de tiempo discreto la estructura de la nubosidad como una secuencia aleatoria inferida de los datos proporcionados. Es necesario indicar que este modelo se utiliza únicamente para instalaciones fotovoltaicas centralizadas. Este modelo permite el desarrollo no solo de una metodología de control para coordinar una ESU, sino también para llevar a cabo su criterio de dimensionamiento.

Un sistema geográfico de información fotovoltaica (PVGIS) es considerada una

aplicación que sirve para el cálculo del rendimiento en sistemas solares de generación fotovoltaica en África. En [4] se presentan los resultados de la adaptación de datos satelitales de irradiación calculados mediante la instalación de aplicación satelital de monitoreo climático (CM-SAF) a PVGIS.

En Oxford (Reino Unido) y Mallorca (España), [5] presenta dos modelos en los cuales se han dispuesto dos sistemas de paneles fotovoltaicos de 6 kWp que han producido 4884 y 8050 kWh de energía anual respectivamente. Las tecnologías empleadas en ambos arreglos suponen un mejor funcionamiento al estar susceptibles a temperaturas más bajas que se encuentran en el Reino Unido. Los materiales de banda pequeña muestran un mejor rendimiento lo cual muestra que la relación entre la producción de energía en Oxford y Mallorca es superior en un 60% para tecnologías de banda de brecha pequeña.

En la Meseta de Loess, al noroeste de China [6] se evalúa un modelo de aprendizaje automático (machine learning) ML denominado optimización de enjambre de partículas híbridas y aprendizaje automático extremo (PSO - ELM). Este algoritmo se emplea para predecir con precisión la radiación solar global diariamente. Los sectores del noroeste del área de estudio obtuvieron una mayor incidencia de radiación solar y generaron mayor energía fotovoltaica. El PSO - ELM con datos climáticos de entrada completos proporcionó estimaciones de radiación solar muy precisas.

Para [7], se propone una topología de convertidor modular multinivel (MMC) para una generación fotovoltaica trifásica a larga escala y su esquema de control. Esta topología permite implementar un control automático estratégico para satisfacer los objetivos como el control absoluto de las corrientes de inyección en el sistema. De

igual forma permite transferir una potencia activa balanceada a la micro-red. El MMC opera de forma continua en condiciones nocturnas o de nubosidad para posteriormente beneficiar a la red con potencia reactiva para mejorar el factor de potencia.

Según [8], se plantea un análisis de sostenibilidad de las plantas fotovoltaicas de funcionamiento en Chile que se basa en una evaluación de criterios múltiples como características técnicas, económicas y ambientales que indican que las plantas más sustentables son: la Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte Solar 3, Planta Solar San Andrés, El Águila y Planta Solar Fotovoltaica Pozo Almonte.

En los Emiratos Árabes Unidos, [9] caracteriza un sistema fotovoltaico fuera de red como un tipo de planta de energía independiente que genera energía eléctrica de consumo directo. Este tipo de sistemas fotovoltaicos están constituidos principalmente de paneles y baterías con un tiempo de vida útil de 20 años. Un sistema de seguimiento de un eje es técnicamente y económicamente más loable en comparación con un tipo de tecnología de seguimiento de dos ejes. El análisis realizado llega a la conclusión de que la locación de Sharjah es la ideal para este tipo de instalaciones.

En [10], muestra un completo análisis de la generación de energía de cien sistemas fotovoltaicos, que muestra una reducción considerable en las fluctuaciones de energía comparado con un sistema individual. Esto se puede observar en la desviación estándar de la producción de energía en un momento determinado de un día en un mes puntual así también como en la amplitud de cambios de potencia de un paso de tiempo a otro. Este análisis muestra lo previsible que pueden ser considerados algunos parámetros de un perfil de potencia. La potencia de los sistemas combinados va de 0 al 65% de la potencia total instalada. Por lo cual, la

potencia máxima combinados esta por debajo de la potencia instalada del conjunto. En la producción de energía que se consume directamente en los hogares, se espera que la amplitud neta del flujo de energía en la red sea uniforme.

En los países bajos, [11] plantea el uso de una enorme cantidad de datos de rendimiento fotovoltaico de alta resolución cuyos resultados no solo correlacionan pérdidas de rendimiento con indicadores de compactación urbana, sino que también revelan un efecto estacional significativo que puede alcanzar el 15% en algunos casos.

En Brasil, [12] aborda un modelo de evaluación de riesgo de pérdida de carga que en primera instancia determina una expansión de un combinación de recursos distribuidos de energía eólica y fotovoltaica que a su vez simula el despacho de los sistemas respectivamente. Esto contribuye a la función del sistema de manera segura incluso sin una previsión perfecta de las condiciones meteorológicas a futuro.

En Ecuador, por otra parte, [13] describe el comportamiento de un sistema híbrido que fusiona generación fotovoltaica y eólica. En el Parque Molleturo específicamente, presenta un algoritmo que ha sido codificado y como consecuencia sus resultados se han comparado con datos experimentales de los cuales desprende que el modelo predice resultados muy precisos y exactos en diversas condiciones.

En Chile, en dos regiones con potencial eólico prometedor, Laguna Verde y El Porvenir, [14] propone un estudio de la energía generada considerando su capacidad de producción eléctrica nominal. Para realizar la evaluación de recursos se empleó la optimización híbrida de múltiples recursos energéticos (HOMER) considerando la sensibilidad del grupo de variables estudiadas.

En China, la energía eólica enfrenta el retorno de la energía sobre la inversión, las restricciones geográficas tienen un impacto significativo en el potencial de la energía eólica. En [15], se observa claramente la combinación del modelado SIG, el rendimiento de la turbina y la distribución de la velocidad del viento con el conjunto de datos que se recolectan de forma diaria. Estos datos estiman el potencial técnico y neto de energía eólica en tierra y visualizar el potencial de energía eólica disponible. Es necesario dejar en claro que se han considerado los efectos de la topografía local como: cambios en la densidad del aire, rugosidad de la superficie, densidad del aire, eficiencia del platino de la matriz para realizarlo. Los resultados muestran que el potencial de la energía eólica de China podría alcanzar hasta 2560 TWh en un año en un escenario de tierra agrícola del 0% y 3501 TWh en un año en un escenario de tierra agrícola del 70%, y el potencial energético total podría alcanzar 2335 TWh en un año y 3194 TWh en un año.

El objetivo del modelado en [16] es el impacto de la energía eólica en el sistema de energía eléctrica, sin embargo, al modelar, se debe considerar efectos diarios, estacionales y la correlación de la velocidad del viento entre las áreas geográficas explícitamente, lo que permite llevar a cabo evaluaciones precisas del impacto de la energía eólica en los sistemas de energía a futuro. Los modelos de autoregresión de una sola variable como aquellos de muchas variables muestran cómo se pueden aplicar a datos geográficos dispersos de velocidad del viento.

En Marruecos, [17] modela un generador de inducción de doble alimentación para la mejora de rendimiento en un sistema eólico. Para ello se analizan los datos del viento recopilados durante un año. Se evalúan todos los parámetros para saber el potencial energético del viento, la distribución

Weibull de las frecuencias del viento, el análisis del viento en calma, la variación diaria, la predicción de la energía basada en una elección de la máquina y la determinación de dirección del viento para la implementación de aerogeneradores. Posteriormente, estudiamos el impacto de la integración eólica en la red en el punto de acoplamiento común.

En Australia, [18] examina el efecto de diferentes clases de turbinas eólicas en la producción de energía de pequeños parques eólicos en tres áreas, que presentan un potencial eólico bajo y alto; Gingin, Armidale y Gold Coast Seaway respectivamente. Se comparan dos aerogeneradores con igual potencia nominal (1,5 MW y 3 MW) y diferentes aerogeneradores (IEC I, II y III). Los resultados indican que las turbinas eólicas diseñadas para velocidades de viento más bajas son superiores en términos de producción de energía.

En África a partir del 2020 hasta el 2030 [19] muestra que la energía eólica proporciona estimaciones de potencial teórico, geográfico y técnico basadas en tecnologías de energía eólica avanzadas. Los mapas del potencial de energía eólica a se obtendrán mediante una detallada distribución estadística de datos que comprenden parámetros como la velocidad del viento y la implementación de curvas de generación de energía eólica. Los criterios de selección de la localización de los parques eólicos se describen e implementan a través de un detallado y extenso análisis de SIG.

En [20] describe la energía renovable híbrida de generación eólica y fotovoltaica con sistema de almacenamiento de baterías. En el sistema híbrido, el sistema fotovoltaico actúa como fuente principal. Se muestra una técnica de seguimiento de punto de máxima potencia para una turbina

eólica y un sistema fotovoltaico sin medir factores ambientales. Las fuentes de energía están conectadas en paralelo a una línea común de bus de corriente continua (CC) a través de sus convertidores simples de CC a CC. La carga puede estar conectada a CC a la línea de bus de CC o puede incluir un inversor de fuente de voltaje PWM para convertir la alimentación de CC en CA a 50 o 60 Hz.

Por otra parte, [21] presenta una metodología iterativa para dimensionar y simular un sistema autónomo de energía híbrida fotovoltaica-eólica con almacenamiento de batería, utilizando herramientas de simulación y programación lineal. El modelo desarrollado se emplea para suministrar energía a áreas con micro-redes remotas y implementando así un sistema con un mínimo costo y óptima confiabilidad. Para realizar el cálculo de la energía eólica se emplea un modelo estadístico que se basa en las funciones de densidad de probabilidad de Beta y Weibull.

En [22] se puede observar el desarrollo de un método de estimación de la producción de energía anual para una turbina eólica dada en cualquier región. Para llevar a cabo esta implementación fue necesario emplear velocidades de viento por hora de una curva de potencia de salida de una turbina eólica S47. Las técnicas de modelado difuso y redes neuronales artificiales contribuyeron a desarrolló de este modelo. Este modelo posee tres entradas: velocidad media, desviación estándar de la velocidad del viento y densidad del aire, este modelo se vuelve muy sencillo de implementar. La precisión de este método es comparable con la de los métodos convencionales y se evidencia que es un método efectivo.

En [23], se muestra un algoritmo de pronóstico de energía del viento considerando que en Alemania el pronóstico de la energía eólica es primordial dentro del sistema de suministro de

electricidad. Para el algoritmo de pronóstico se han hecho diversas comparaciones de métodos de inteligencia artificial como las redes neuronales artificiales y la búsqueda de vecinos más cercanos.

En China, en [24] para evaluar efectivamente la energía eólica, se requiere estudiar las características estadísticas del viento. En el momento de elegir una función de probabilidad que posea una gran coincidencia con los datos de observación es crucial para la evaluación de la energía eólica, para cumplir con este objetivo se consideran tres funciones de densidad de probabilidad: Weibull, Logistic y Lognormal de dos variables para realizar el modelamiento de la distribución de la velocidad del viento empleando datos recolectados en una locación típica de Mongolia Interior. La función logística se aplica a la evaluación de la energía del viento mediante tres parámetros: a través del factor de disponibilidad, de capacidad y la eficiencia de la turbina eólica.

En China (Hebei), en [25] se aplica un sistema híbrido de almacenamiento de energía que incluye baterías y supercondensadores. propone un modelo de optimización de objetivos múltiples de configuración de almacenamiento de energía en sistemas de energía eólica. En este modelo se consideran dos variables de decisión: el número de baterías y los supercondensadores, cuyo objetivo es maximizar la ganancia anual y minimizar la tasa de reducción del viento. Para resolver este modelo, se emplea un algoritmo genético de clasificación no dominado II (NSGA-II) para obtener el frente de Pareto y se aplica la técnica VIKOR para seleccionar la solución óptima de las soluciones de Pareto.

En dos regiones diferentes, Estados Unidos y Países Bajos (Austin, Texas, EE. UU. Y Nunspeet, NL); se utiliza datos

experimentales para estimar el tamaño de almacenamiento necesario en la micro red. En [26], se muestra que una micro-red se energiza con energía en su totalidad renovable durante la estación de verano, en el cual no se considera la demanda de refrigeración del sistema, un sistema fotovoltaico y un sistema de banco de baterías son los principales suministradores de energía eléctrica en el área. Además, se determina un valor óptimo para el tamaño de almacenamiento a la mitad de la capacidad inicial de la batería y aun así poder proporcionar suficiente energía para cubrir la carga demanda de los hogares durante el verano.

En Alemania, [27] analiza varios parámetros de este modelo de BESS como: el precio de la electricidad, las características de envejecimiento de las baterías, la topología del acoplamiento del sistema de baterías, los esquemas de subsidios y la modernización de los sistemas fotovoltaicos existentes. Se muestra que dentro de ciertas condiciones de diseño se puede lograr un retorno de la inversión positivo que valga la pena pero no todos los escenarios investigados corren con la misma ventaja. Los resultados de las tendencias se pueden transferir a otros sistemas de almacenamiento de energía en casa.

México en [28] muestra una investigación basada en el impacto de un sistema de almacenamiento de energía de batería que

posee dos etapas que consideran aspectos como la estabilidad de voltaje y la frecuencia en un sistema de transmisión de energía. Las dos etapas del sistema de baterías que se consideran en este estudio son un convertor DC-DC y un convertor tipo DC-AC. El BESS de dos etapas puede imitar la operación de una planta generadora síncrona convencional, pero con una velocidad más rápida que la velocidad de respuesta debido a la falta de partes giratorias. Los resultados muestran que el BESS mejora la estabilidad de frecuencia del sistema de potencia de forma significativa.

Esta investigación se centrará en los recursos distribuidos como: sistema de almacenamiento de baterías, sistema de generación eólico y sistema solar fotovoltaico como se muestra en la figura 1.

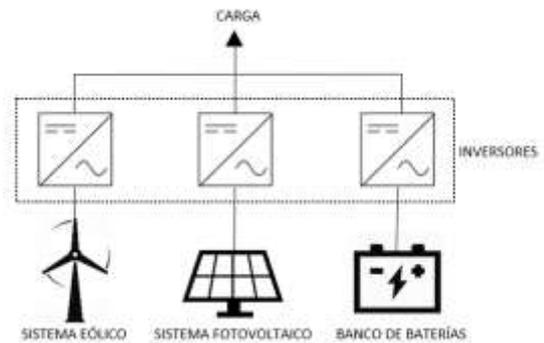


Figura 1. Recursos distribuidos en la micro-red

Tabla 1. Comparativa de los modelos de gestión

Tipo de Sistema de Gestión	Objetivo de la optimización	Algoritmo de optimización	Principales consideraciones	Ref.	Limitaciones
Centralizado.	Minimización de costos	Steady State	Opera en tiempo real	[44]	Aumento en la carga computacional del sistema central.
			Funciona en modo isla y conectado a la red.		Requiere una amplia configuración de comunicación.
Descentralizado.	Minimización de costos.	Enjambre de partículas.	Funciona en condiciones normales	[45]	No es posible elevar el nivel de optimización.

Tipo de Sistema de Gestión	Objetivo de la optimización	Algoritmo de optimización	Principales consideraciones	Ref.	Limitaciones
Descentralizado	Minimización de costos. Maximizar confiabilidad	Monte Carlo	Funciona en modo isla. Resuelve incertidumbres de carga.	[46]	Reducción de resiliencia en micro-redes desconectadas.
Centralizado.	Minimización de costos. Reducir desperdicio de energía térmica.	Corrección de muestreo de retroalimentación	Funciona únicamente conectado a la red.	[47]	Incertidumbres en carga y energía renovable.
Centralizado.	Minimización de costos.	Optimización de reserva rodante. Corrección de muestreo de retroalimentación	Opera en tiempo real debido a su algoritmo rápido.	[48]	No aplica a otros tipos de mercado ay que su costo en ciertos casos tiende a ligeramente incrementar.
Centralizado.	Minimización de costos.	Optimización estocástica y probabilística. Enjambre de partículas.	Regula la demanda de potencia y transacciones entre las micro-redes y la red principal.	[49]	Desconocimiento de los recursos a nivel del sistema.
Descentralizado	Minimización de costos. Maximizar confiabilidad	Enjambre de partículas	Confiabilidad Operaciones del mercado. Políticas del mercado	[50]	Incertidumbre en la carga. Emisión de contaminantes.
Centralizado	Minimización de costos.	Optimización estocástica	Consumidores comparten beneficios del sistema de control de la micro-red. Eficiencia eléctrica de las unidades consumidoras de combustible	[51]	Ofertas del lado de demanda Tiempo de depreciación para la instalación de las unidades consumidoras de combustible.
Descentralizado	Minimización de costos. Maximizar confiabilidad	Optimización estocástica	Funciona conectado a la red y en modo isla. Consumo de la carga	[52]	Incertidumbre en la salida de la generación distribuida del sistema.

Tipo de Sistema de Gestión	Objetivo de la optimización	Algoritmo de optimización	Principales consideraciones	Ref.	Limitaciones
	Minimización de costos.	Enjambre de partículas.	Fuentes renovables. Almacenamiento híbrido de energía	[53]	Pronóstico de tiempo.

2. Marco Teórico

2.1 Energía Fotovoltaica.

En [29], los autores indican que el cálculo de las fuentes de energía es primordial para la asignación de recursos energéticos. En este caso la estimación de producción de un panel fotovoltaico está dada por (1) en la cual $I_{p,f}$ es la corriente durante el día, H son las horas pico sol y $r_{p,f}$ es el rendimiento del panel fotovoltaico (0.85%-0.95%). Se debe considerar que las horas pico sol se calculan en base a la potencia de irradiación incidente y la irradiación.

$$E_{p,f} = I_{p,f} * H * r_{p,f} \quad (1)$$

Como se muestra en [30], para una máxima eficiencia de transferencia de energía, el sistema fotovoltaico debe trabajar con el punto de máxima potencia, por lo cual la máxima potencia de salida del sistema es (2).

$$P_{PV}(t) = \eta_{PV} A I(t) (1 - 0.005(T_o(t) - 25)) \quad (2)$$

Dónde: A corresponde al área de las células fotovoltaicas, η_{PV} es la eficiencia del arreglo de paneles, I es la irradiación solar y T_o es la temperatura atmosférica.

Por otra parte, [31] indica que las células fotovoltaicas se agrupan en unidades más grandes llamadas módulos fotovoltaicos, que se interconectan en una configuración

en serie en paralelo para formar matrices fotovoltaicas o generadores fotovoltaicos. La característica de potencia típica de un campo fotovoltaico viene dada por (3).

$$E_F = \frac{I_r \cdot P_p \cdot PR}{G} \quad (3)$$

En donde: P_p es la potencia pico de la instalación,

I_r es Irradiación horaria sobre el plano, G corresponde a $1 \frac{kW}{m^2}$ y PR es el rendimiento energético de la instalación (considerando factores: eficiencia del inversor, pérdidas de cableado, rendimiento de acuerdo a la temperatura).

Según [32], el modelo de generación de energía utiliza datos de entrada de 301 planos de insolación para calcular la potencia de salida del panel fotovoltaico semitransparente. Cada panel fotovoltaico está conectado a un rastreador de punto de máxima potencia para una generación óptima de energía como se muestra en (4).

$$P = P_{AS} \cdot H_A \cdot K_{pt} \cdot K_W \cdot K_e \cdot K_c \quad (4)$$

Donde: P_{AS} es la potencia de generación bajo condiciones estándar de prueba, H_A es la radiación solar incidente, K_{pt} corresponde al coeficiente de temperatura del panel, K_W es el coeficiente de compensación por criterio de instalación, K_e es el coeficiente del bloque de diodos y K_c es el coeficiente de compensación de pérdidas durante la conversión de energía. En [33], Para la salida de potencia más alta, la función de seguimiento es determinar la

referencia óptima, que se puede utilizar como comando o referencia para controlar la interfaz de potencia. El comando directo para los convertidores de potencia de modo de conmutación es el ciclo de trabajo de Modulación de ancho de banda (PWM) o el ángulo de cambio de fase. La referencia para la operación de seguimiento del punto de máxima potencia que representa las características de salida fotovoltaica puede ser la tensión o la corriente del enlace fotovoltaico como se muestra en la ecuación (5).

$$P_{PV} = i_{pv} V_{TCS} A_n E_a \ln \left(\frac{i_{ph} + I_{SS} + i_{pv}}{I_{SS}} \right) - i_{pv}^2 R_s \quad (5)$$

Donde: i_{pv} es la corriente de salida del panel, V_{TCS} es Voltaje térmico en condiciones estándar, A_n es el Factor de diodo ideal, i_{ph} es la corriente de fotones fotovoltaicos, I_{SS} es la corriente de cortocircuito del panel, R_s es la resistencia en serie durante la conversión de energía y E_a corresponde a la irradiancia Solar.

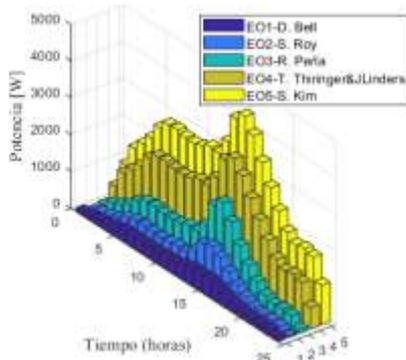


Figura 2. Comportamiento de los sistemas fotovoltaicos

2.2 Energía Eólica.

En [34], muestra en (6) que para obtener una mayor potencia eólica, se requiere una mayor velocidad del viento, una mayor longitud de palas para ganar un área de barrido más grande y una mayor densidad de aire. Debido a que la producción de energía eólica es proporcional a la potencia

cúbica de la velocidad media del viento, una pequeña variación en la velocidad del viento puede resultar en un gran cambio en la potencia eólica.

$$E_w = \frac{1}{2} A \cdot \eta \cdot C_p \cdot \rho \cdot u^3 \quad (6)$$

Dónde: A es el área de barrido de las palas del generador, η es la eficiencia de la turbina, C_p es el coeficiente de potencial máximo de una turbina ideal de eje horizontal, ρ es la densidad del aire y u^3 corresponde a la velocidad del viento.

Según [35], la potencia de la turbina eólica depende de la potencia nominal en función de las velocidades de corte y nominales del viento, de acuerdo con la ecuación (7).

$$P_{WT}(v) = P_{RATED} x \left(\frac{V - V_{ci}}{V_r - V_{ci}} \right) \quad (7)$$

Donde: P_{RATED} es la potencia Nominal, V es la Velocidad del viento, V_r es la Velocidad nominal del viento y V_{ci} es la velocidad en corte del viento.

Por otra parte [36] muestra que el seguimiento óptimo para proporcionar la máxima captura de energía del viento se deriva de las características de potencia-velocidad de una turbina determinada. Esto se expresa comúnmente como:

$$P_{OPT} = K_{opt} \omega_r^3 \quad (8)$$

Y;

$$K_{opt} = \frac{1}{2} \rho_{opt} \cdot A_{opt} \quad (9)$$

Dónde: K_{opt} es la constante óptima del emplazamiento, A_{opt} es el área de barrido de las palas del generador, ρ_{opt} es la densidad del aire y ω_r^3 corresponde a la velocidad del eje referida al lado de la caja de cambios del generador.

En [37], el autor propone que el control de velocidad variable del rotor de una turbina eólica de paso fijo se investiga en un sistema que consta de una turbina eólica que

puede funcionar en un amplio rango de velocidades, de 0 a 38 Rpm. La potencia eléctrica de la turbina de un generador eólico se determina por (10).

$$P_{el} = \frac{1}{2} \eta \cdot C_p \cdot \omega_r^2 \cdot \rho \cdot A \cdot r \cdot w^2 \quad (10)$$

Dónde: η es la eficiencia de la turbina, C_p es el coeficiente de potencial máximo de una turbina ideal, ω_r^2 es la velocidad del rotor, ρ es la densidad del aire, A es el área de barrido de las palas del generador, r es el radio del plano del rotor y w^2 corresponde a la velocidad del rotor.

También indica que el sistema de la turbina funciona con una estrategia de control de ritmo muerto, es decir, puede corregir un error de potencia en un intervalo de muestra. Sin embargo, esto no suele ser posible debido al efecto de inercia y una corrección lineal en un sistema no lineal. De todos modos, debido a la baja frecuencia de muestreo, el cambio de la velocidad del viento hará que la corrección sea inexacta cuando se haya realizado. Comúnmente se conoce este fenómeno como la potencia adicional durante la aceleración o desaceleración de la velocidad del rotor debido al cambio de la energía rotacional en el rotor como se muestra en (11).

$$P_i = \frac{J(\omega_r(t)^2 - \omega_r(t - \Delta t)^2)}{2 \cdot \Delta t} \quad (11)$$

Dónde: J es la inercia del rotor, ω_r es la velocidad del rotor, Δt es el intervalo de muestra

El modelo que propone [38] es un modelo que consta de un generador eólico de accionamiento directo de velocidad variable, un convertidor del lado del viento, un panel solar, un convertidor dc-dc e inversor de interfaz de red. La estrategia de control de energía es extraer la máxima energía disponible de las condiciones variables de velocidad del viento e irradiancia solar mientras se mantiene la calidad de la energía a un nivel satisfactorio como se muestra en la ecuación (12).

$$P_M^{MAX} = \frac{1}{2} \pi \rho R^5 \frac{C_P^{MAX}}{\lambda_{OPT}^3} \omega_M^3 \quad (12)$$

Donde: λ_{OPT}^3 es la tasa de velocidad óptima, C_P^{MAX} es el coeficiente de potencial máximo de una turbina ideal, ρ es la densidad del aire, ω_M^3 es la velocidad del rotor y R^5 corresponde al radio del plano del rotor.

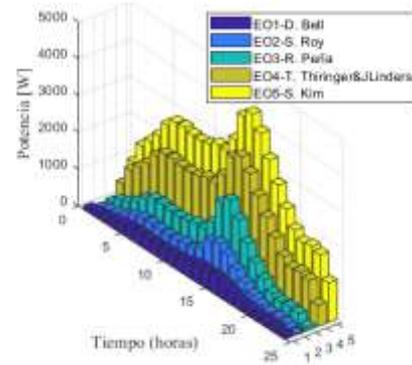


Figura 3. Comportamiento de los sistemas eólicos

2.3 Banco de baterías (BESS).

En [39] se muestra la ecuación (13) que es el estado de carga de un BESS en cualquier instante del tiempo.

$$E_B(t) = E_B(t - 1) + \eta_B \cdot (E_G(t) + E_L(t)) \quad (13)$$

Donde: E_B es la energía del BESS, η_B es la Eficiencia de carga /descarga y E_G es la energía de generación.

En [40], indica que la energía eléctrica de almacenamiento puede ser empleada para el suministro eléctrico cuando haya exclusiva necesidad. El comportamiento de un BESS de la ecuación (14) se caracteriza por SOC cuyas siglas en inglés significan state of charge o estado de carga en español.

$$SOC(t) = SOC_{(t-1)} \frac{E_{wind}(t) \cdot E_s(t) \cdot E_L(t)}{V_b \cdot C_b} \quad (14)$$

Donde: E_L es la demanda de energía eléctrica en (t), E_{wind} es la Energía eólica de carga del sistema, $E_s(t)$ es la energía

fotovoltaica, V_b es el voltaje de batería y C_b es la capacidad del banco de baterías.

En [41], se propone un modelo que para mejorar el desempeño operativo de la red de distribución inteligente cuya principal aplicación es el banco de baterías con resorte eléctrico como un nuevo dispositivo en la revolución electrónica de potencia cuya ecuación de energía (15) se muestra a continuación

$$EB_{n,t}^{ES} = EB_{n,t-1}^{ES} - PB_{n,t}^{ES} \quad \forall n \in \Psi_n^{ES}, \quad (15)$$

Donde: $EB_{n,t}^{ES}$ es la energía de carga almacenada de la batería de resorte eléctrico, $PB_{n,t}^{ES}$ es Potencia eléctrica de la batería del resorte eléctrico, n es el índice de buses, Ψ_n^{ES} son los buses con carga eléctrica inteligente y t es el índice de horas. Según [42], se basa en las ecuaciones de energía que modelan el banco de baterías para hacer un muestreo de datos con el fin de indicar el estado de carga y descarga en determinados instantes del día.

$$SOC_{(t)} = SOC_{(t-1)} + \left(P_b^c \cdot \eta_c - \frac{P_t^d}{\eta_d} \right) \Delta t \quad (16)$$

Donde: $SOC_{(t-1)}$ es el estado de descarga en t del BESS, P_b^c es la Energía de carga del sistema, P_t^d es la energía de descarga, η_c es la eficiencia de la carga del banco de baterías y η_d es la eficiencia de descarga del banco de baterías.

En [43] se muestra la carga de energía del BESS que en sí, es la cuestión clave del funcionamiento de la batería y este se puede expresar como:

$$E_{t+1}^{BESS} = E_t^{BESS} - \Delta t \cdot P_t^{BESS} - |P_t^{BESS}| \cdot \eta^c \cdot \Delta t - E_t^{BESS} \cdot \eta^1 \cdot \Delta t \quad (17)$$

Donde: E_t^{BESS} es la potencia de carga/descarga de la energía almacenada en el banco de baterías en t , P_t^{BESS} es la Potencia de carga del banco de baterías dentro de t

(positivo: carga/ negativo: descarga), η^1 es el Factor de pérdida y fuga del banco de baterías, η^c es el Factor de pérdidas de carga del banco de baterías, Ψ_n^{ES} son los buses con carga eléctrica inteligente y t es el índice de horas.

En [44], se muestra que la cantidad de energía extraída del banco de ultra condensadores es directamente proporcional a la capacitancia y al cambio en el voltaje terminal y viene dado por (18).

$$E_{uc} = \frac{1}{2} \cdot C (V_i^2 - V_f^2) \quad (18)$$

Donde: C es la capacitancia, V_i^2 es el voltaje antes de la descarga y V_f^2 es el voltaje después de la descarga.

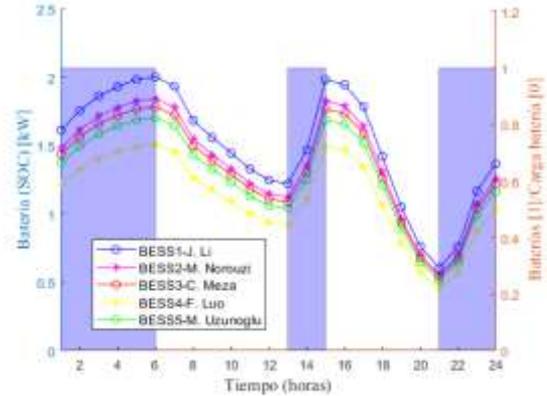


Figura 4. Comportamiento de los sistemas eólicos

2.4 Sistema de Gestión de las micro-redes

Por otra parte [45] muestra varios escenarios de prueba que denotan las características principales del sistema de gestión de demanda de la micro-red. El programa de recursos energéticos distribuidos con un marco de tiempo flexible se formula como un problema de programación lineal de enteros mixtos. Su función objetivo consiste en minimizar el costo de operación y maximizar la eficiencia de utilización del almacenamiento de energía en un horizonte de tiempo predefinido basado en el precio de la electricidad de la red pública y los

costos asociados del almacenamiento de energía como se muestra en (19).

$$\min \sum_{t=1}^T \left\{ C_{gdt} P_{gdt} + \sum_{dg=1}^{ndg} [S_{dgt} C_{dgt}^{nl} + P_{dgt} C_{dgt}^{pg} + SU_{dgt} C_{dgt}^{su} + SD_{dgt} C_{dgt}^{sc}] + \sum_{es=1}^{nes} [C_{est}^{sue} (SU_{est}^D + SU_{est}^C) + C_{est}^{scd} (S_{est}^D + S_{est}^C)] \right\} \quad (19)$$

Donde: C_{gdt} , C_{dgt}^{nl} , C_{dgt}^{pg} , C_{dgt}^{su} , C_{est}^{sue} , C_{est}^{scd} son los costos de: la energía de la red, generación distribuida sin carga / costo de generación; cierre/inicio; inicio de carga / descarga; operación de carga/descarga respectivamente. P_{gdt} es la energía de la red. Los parámetros S_{dgt} , SU_{dgt} , SD_{dgt} , SU_{est}^D , SU_{est}^C , S_{est}^D , S_{est}^C corresponde a los estados de: encendido/apagado de la generación distribuida, inicio de carga/descarga, carga/ descarga.

Las restricciones (20) - (23) incluyen restricción de balance de energía, restricción de capacidad del generador, restricción de reserva giratoria para carga crítica, almacenamiento de energía, estado de carga y tasas de carga / descarga.

$$P_{dgt} + \sum_{dg=1}^{ndg} P_{dgt} + \sum_{es=1}^{nes} P_{est} + \sum_{rg=1}^{nrg} S_{rgt} P_{rgt} = K_2 P_{Tldt} \quad (20)$$

$$S_{dgt} P_{dg}^{min} \leq P_{dgt} \leq S_{dgt} P_{dg}^{max} \quad (21)$$

$$\sum_{dg=1}^{ndg} S_{dgt} P_{dg}^{max} \geq K_1 P_{clt} \quad (22)$$

$$S_{dgt} \leq S_{dgt-1} + SU_{dgt} \quad (23)$$

Donde: P_{est} es la energía generada por el sistema, S_{rgt} es el coeficiente de potencia del generador renovable, P_{rgt} es la potencia de generación renovable del sistema, K_2 es el coeficiente de pérdida de energía y P_{Tldt} es la demanda total de potencia de la carga. En [46], las estrategias de respuesta a la demanda se formulan de diferentes

escenarios, cuando la potencia de los recursos distribuidos es mayor o igual a la potencia de las cargas, la energía excedente se almacena en un banco de baterías o se vende a la red principal. Asumiendo una estabilidad de voltaje en el sistema, la función objetivo con la finalidad de lograr el costo operativo total mínimo de la micro-red se puede formular de la siguiente manera:

$$\min F = \sum_{r=1}^s \sum_{g=1}^N C_{DERg}(t) + \sum_{t=1}^s C_{grid}(t) + \sum_{t=1}^s C_{bat}(t) + \sum_{t=1}^s \sum_{i=1}^l C_{Ili}(t) + \sum_{t=1}^s \sum_{j=1}^J C_{flj}(t) \quad (24)$$

En donde: C_{DERg} , C_{grid} , C_{bat} , C_{Ili} , C_{flj} corresponden a los costos de: recurso energético distribuido (DER), intercambio de la micro red y la red, almacenamiento, la micro-red para compensar a los propietarios de carga ininterrumpible, la micro-red para compensar a los propietarios de cargas flexibles respectivamente.

Las restricciones de los recursos distribuidos se formulan de la siguiente forma:

- Restricción de potencia activa:

$$P_{DERg}^{min} \delta_{DERg}(t) \leq P_{DERg}(t) \leq P_{DERg}^{max} \delta_{DERg}(t) \quad (25)$$

Donde: P_{DERg}^{min} y P_{DERg}^{max} son la mínima y máxima potencia del DER del sistema, δ_{DERg} es la variable de estado de inicio y paro del DER y P_{DERg} es la potencia de salida del DER.

- Restricción de velocidad de rampa:

$$|P_{DERg}(t) - P_{DERg}(t-1)| \leq \Delta P_{DERg} \quad (26)$$

Donde: ΔP_{DERg} es la tasa de variación del DER.

- Restricción de balance de energía:

$$\begin{aligned}
& \sum_{g=1}^{N+R} P_{DERg}(t) + P_{grid}(t) \\
& = \sum_{l=1}^I P_{cli}(t)[1 - P_{cli}(t)] \quad (27) \\
& + \sum_{j=1}^J \delta_{flj}(t)P_{flj}(t) + \sum_{k=1}^{\Omega} P_{nlk}(t) \\
& \quad + \eta P_{bat}(t)
\end{aligned}$$

Donde: P_{grid} es el intercambio de potencia entre la red y la micro-red, P_{cli} es la tasa flexible, δ_{flj} la variable de potencia de la carga flexible en un tiempo determinado, P_{flj} potencia de la carga flexible, P_{nlk} potencia activa de la carga, η es el número de iteración y P_{bat} corresponde a la potencia activa del almacenamiento de energía del sistema.

- Restricción de almacenamiento de energía

$$P_{bat}^{min} \leq P_{bat} \leq P_{bat}^{max} \quad (28)$$

Dónde: P_{bat}^{min} y P_{bat}^{max} son la mínima y máxima variación de potencia permitida.

- Restricción de intercambio de energía entre la micro-red y la red principal.

$$P_{grid}^{min} \leq P_{grid} \leq P_{grid}^{max} \quad (29)$$

Donde: P_{grid}^{min} y P_{grid}^{max} son la mínima y máxima energía de intercambio permitida entre la micro-red y la red.

- Restricción de la carga interrumpida

$$P_{lli}^{min} \leq P_{lli} \leq P_{lli}^{max} \quad (30)$$

Donde: P_{lli}^{min} y P_{lli}^{max} son la mínima y máxima tasa de de interrupción de la carga interrumpible.

Por otra parte, [47] establece que el costo total de la micro-red como objetivo principal del problema (31) de gestión de energía propuesto se ha expresado y se pretende minimizar en un período de programación de 24 horas.

$$\min \text{MTC} = \sum_{t=1}^T [\sum_{g=1}^G (C_{gt}^E + C_{gt}^R) + C_t^{RES} + \sum_{d=1}^D C_{dt}^{DR}] \quad (31)$$

Este modelo de gestión consiste en las funciones básicas de costos correspondientes a los costos de energía y reserva del Generador distribuido con interfaz de inversor C_{gt}^E , fuente de energía renovable y proveedor de respuesta a la demanda. Se establece la función de costo de operación de generación distribuida por interfaz distribuida por hora lineal, incluidos los costos de inicio y apagado (C_{gt}^R), luego se retiene el costo de las reservas jerárquicas ascendentes y / o descendentes C_t^{RES} , programadas para cada generación distribuida con interfaz de inversor, considerando el costo por hora de penetrar la fuente de energía renovable en la micro-red. El propietario de todas las fuentes de energía renovable y generación distribuida con interfaz de inversor es el controlador central de la micro-red C_{dt}^{DR} . Posteriormente se han retenido los costos relacionados con la participación activa del proveedor de respuesta a la demanda en los servicios de adquisición de energía. De hecho, el proveedor de respuesta a la demanda agrega las ofertas de reducción de carga de los usuarios finales y las presenta como un paquete de precio y demanda al controlador central de la micro-red.

Debido a los requisitos de las acciones de control primario instantáneas y sus impactos en los usuarios finales, el proveedor de respuesta a la demanda puede participar en la provisión de energía y solo en los servicios de control secundario. Las restricciones (32) del sistema se ven representadas por los equilibrios de potencia por hora en los estados normal y de desequilibrio, respectivamente.

$$\sum_{g=1}^G P_{gt} + \sum_{w=1}^W p_{w=1}^f + \sum_{v=1}^V p_{v=1}^f + \sum_{d=1}^D \sum_{n=1}^N P_{dnt} - p_{lt=1}^f = 0 \quad (32)$$

Donde: $P_{gt}, p_{w=1}^f, p_{v=1}^f, P_{dnt}, p_{lt=1}^f$ son la potencia activa de: la generación distribuida interconectada a un inversor, turbinas eólicas, paneles fotovoltaicos, la demanda aceptada y ofertada en un paquete al proveedor de respuesta a la demanda y la desviación del consumo de energía de la carga en el nivel de control. Cualquier cambio en el consumo de carga de la micro-red o la salida de energía renovable causa que la generación distribuida con interfaz de inversor comprometidos y los proveedores de respuesta a la demanda participantes manejen el desequilibrio ocurrido. El comportamiento general dependiente de la frecuencia de la Generación distribuida con interfaz de inversor controlada por caída en los niveles de control primario y secundario.

En [48], se ha desarrollado un sistema de gestión de energía para micro-redes que contemplen generación térmica con BESS y ESS térmico, molino de viento, caldera de calor. El sistema de gestión de la energía minimiza el costo de operación en el cual ha considerado el costo energético de las unidades, el costo de comprar y vender energía desde y hacia la red de personal y el costo inicial de las unidades.

$$J_{Tot}^{objective} = (J_{Tot}^{grid} + J_{Tot}^{DG} + J_{Tot}^{BS} + J_{Tot}^{RES}) + \gamma_{emission} J_{Tot}^{emission} \quad (33)$$

Donde: $J_{Tot}^{grid}, J_{Tot}^{DG}, J_{Tot}^{BS}, J_{Tot}^{RES}$ son las funciones de costo asociadas con la red, generación distribuida, banco de baterías y energía renovable. La variable $\gamma_{emission}$ es el costo de penalización de emisión de gases y $J_{Tot}^{emission}$ representa a las variables de costo de gases contaminantes. El problema de la

optimización ha sido sometido a restricciones de balance de energía (34), de la red (35) y del almacenamiento de energía (36), (37), (38) las cuales se presentan a continuación:

$$P_{WT}(t_k) + P_{PV}(t_k) + P_{dis}(t_k) + P_{DG}(t_k) + P_{pur}(t_k) = P_L(t_k) + P_{ch}(t_k) + P_{Ldef}(t_k) + P_{sold}(t_k) \quad (34)$$

En donde: $P_{WT}(t_k), P_{PV}(t_k), P_{dis}(t_k), P_{DG}(t_k), P_{pur}(t_k)$ corresponden a la potencia de salida de eólica, fotovoltaica, descarga de batería, generación distribuida y la energía comprada de la red. Y $P_L(t_k), P_{ch}(t_k), P_{Ldef}(t_k), P_{sold}(t_k)$ son la potencia nominal de la carga diferible, de la carga, de carga de batería y energía vendida a la red principal. La estabilidad de la red se ve afectada por la tasa de cambio del intercambio de energía de la red en el punto de acoplamiento común, especialmente para redes débiles. Por lo tanto, el operador de la red puede imponer algunas restricciones para limitar la tasa de cambio de la energía de la red al cambio máximo permitido como muestra (35).

$$|P_{grid}(t_{k+1}) - P_{grid}(t_k)| \leq \Delta P_{gmax} \quad (35)$$

La vida útil de un banco de baterías depende en gran medida de tres factores; el estado mínimo de descarga, el número diario de ciclos y la tasa de cambio de la potencia de carga y descarga. Estos factores se pueden expresar en forma de restricciones de desigualdad de la siguiente manera:

$$SOC_{min} \leq SOC(t_k) \leq SOC_{max} \quad (36)$$

$$DNC \leq DNC_{max} \quad (37)$$

$$|P_{BS}(t_{k+1}) - P_{BS}(t_k)| \leq \Delta P_{BSmax} \quad (38)$$

Dónde: $SOC_{min}, SOC(t_k), SOC_{max}$ corresponden al estado de carga, descarga mínimo, estándar y máximo del banco de

baterías. DNC ciclos diarios del banco de batería. P_{BS} y P_{BSmax} , corresponden a la potencia del sistema de baterías y la tasa de cambio del mismo.

En [49], se propone una estrategia para la gestión óptima de la energía en micro-redes conectadas en red térmicamente. Al estar en modo conectado a la red, el sistema desarrollado es capaz de intercambiar el excedente o déficit de electricidad con la red principal. El equilibrio de energía térmica se puede lograr haciendo uso de los recursos locales o mediante el comercio con otras micro-redes de la red. La función objetivo para minimizar el costo de operación de la micro-red en red viene dada por (39) que comprende el costo de las unidades de energía y calor combinadas, el costo de las unidades de generador distribuido solo de energía controlable, el beneficio de vender electricidad a la red principal, el costo de las unidades de caldera solo de calor, el precio de compra de electricidad de la red principal, el costo de inicio de unidades de generación distribuida de energía controlable (CHP) y el costo de puesta en marcha para las unidades de caldera de calor (HOB) respectivamente. El costo total de la red se calcula sumando estos términos sobre el número de micro-redes en la red como se indica en la ecuación (40). El costo diario total de la micro-red se calcula sumando $C_{MG}(t)$ en todos los intervalos.

$$\min \sum_{t=1}^T (C_{MG}(t)) \quad (39)$$

$$\begin{aligned} C_{MG}(t) = & \sum_{t=1}^T \left(C_{CHP_n}^{e*}(t) \cdot M_{CHP_n}^{e*}(t) \right) + \\ & \left(C_{CDG_n}^{e*}(t) \cdot M_{CDG_n}^{e*}(t) \right) - \\ & \left(P_{SELL_n}^{e*}(t) \cdot M_{SELL_n}^{e*}(t) \right) + \\ & \left(C_{HOB_n}^{h*}(t) \cdot M_{HOB_n}^{e*}(t) \right) + \\ & \left(P_{BUY_n}^{e*}(t) \cdot M_{BUY_n}^{e*}(t) \right) + \end{aligned} \quad (40)$$

$$\begin{aligned} & \left(C_{CDG_n}^{SU}(t) \cdot U_n^{SU}(t) \right) + \\ & \left(C_{HOB_n}^{SU}(t) \cdot V_n^{SU}(t) \right) \end{aligned}$$

Donde: $C_{CHP_n}^{e*}$, $C_{CDG_n}^{e*}$, $C_{CDG_n}^{SU}$, $C_{HOB_n}^{h*}$ son el costo por unidad de generación de calor y potencia, costo por unidad de producción de la potencia controlable del generador distribuido, costo inicial de la potencia controlable del generador distribuido y costo por unidad de caldera de generación. $M_{CHP_n}^{e*}$, $M_{SELL_n}^{e*}$, $M_{BUY_n}^{e*}$ y $M_{HOB_n}^{e*}$ son la cantidad de energía producida por unidad de generación de calor y potencia, energía vendida por la micro-red a la red principal, cantidad de energía comprada por la micro-red a la red principal y cantidad de energía por unidad de caldera de generación.

La restricción de balance de energía contempla que, para cada micro-red, la generación total de energía de las fuentes locales junto con la carga / descarga de la batería debe equilibrarse con el total de la demanda de carga eléctrica local y la energía comercializada con la red principal. Por lo tanto, la ecuación de balance de potencia para cada micro-red se puede escribir usando (41).

$$\begin{aligned} M_{load_n}^e(t) = & M_{WM_n}^e(t) \\ & + M_{CHP_n}^e(t) + M_{CDG_n}^e(t) + M_{BUY_n}^e(t) - \\ & M_{SELL_n}^e(t) + M_{BESS_n}^e(t) - M_{BESS_n}^{e+}(t) \end{aligned} \quad (41)$$

Donde $M_{WM_n}^e$, $M_{CDG_n}^e$, $M_{BESS_n}^{e-}$, $M_{BESS_n}^{e+}$ corresponden a la cantidad de energía producida por la enésima turbina de viento, cantidad de energía producida por el generador de potencia controlada, cantidad de energía de carga y descarga del banco de baterías. Dentro de las restricciones de capacidad cada de la micro-red debe operar dentro de los límites especificados. La cantidad de energía eléctrica que se puede comprar de la red principal en cualquier intervalo de tiempo está limitada por la capacidad de la línea que conecta la micro-red con la red principal. Lo mismo ocurre

con la energía eléctrica vendida a la red principal. La cantidad de energía térmica que se puede intercambiar con otras micro-redes en la red también está limitada por la capacidad de la línea térmica que conecta ambas micro-redes (42).

$$M_{SEND_n}^h(t), M_{RECV_n}^h(t) \leq M_{CAP_n}^h(t) \quad (42)$$

Donde $M_{SEND_n}^h, M_{RECV_n}^h, M_{CAP_n}^h$ corresponden a la cantidad de energía térmica enviada y recibida de la micro-red a la red principal y la capacidad de la línea térmica que conecta la micro-red.

En [50] se busca minimizar el costo de generación de energía. El costo total de energía suministrarla a los consumidores es igual a la suma de los costos de energía de la micro-red. La función objetivo es la siguiente:

$$Min: OF = \sum_s Fs \quad (43)$$

$$Fs = \sum_i Cost_{gen,si} + \sum_m (c \times P_{buy,sm} - d \times P_{sell,sm}) + Cost_{O\&M,s} \quad (44)$$

$$Cost_{gen,si} = Cost_{gen,MT,si} + Cost_{gen,FC,si} + Cost_{gen,CHP,si} \quad (45)$$

$$Cost_{O\&M,s} = Cost_{O\&M,WT,s} + Cost_{O\&M,PV,s} + Cost_{O\&M,MT,s} + Cost_{O\&M,FC,s} + Cost_{O\&M,CHP,s} \quad (46)$$

Donde $Cost_{gen,si}, Cost_{gen,MT,si}, Cost_{gen,FC,si}$ y $Cost_{gen,CHP,si}$ corresponden a los costos de generación de turbinas de micro-gas, de celdas de combustible, de calor y potencia combinados; y $Cost_{O\&M,s}, Cost_{O\&M,WT,s}, Cost_{O\&M,PV,s}, Cost_{O\&M,MT,s}, Cost_{O\&M,FC,s}$ son los costos de operación y mantenimiento de turbinas de viento, paneles fotovoltaicos, turbinas de micro-gas, celdas de combustible y calor y potencia combinados. En (43) la función objetivo es la sumatoria de funciones que optimiza para cada

muestra por separado mediante el algoritmo de optimización de enjambre de partículas. La función objetivo está sujeta a dos restricciones que básicamente son de balance de energía (47) y de desigualdad (48) (49) (50). La primera indica que la generación de poder real total más la energía comprada de la red externa debe equilibrar la demanda de energía prevista más la energía vendida a la red principal, en cualquier muestra de la función de densidad; mientras que la segunda se consideran las restricciones más altas y bajas para la potencia generada por los recursos a pequeña escala de la red.

$$P_{l,s} + \sum_m P_{sell,sm} = \sum_i P_{gen,si} + \sum_m P_{buy,sm} \quad (47)$$

Donde $P_{l,s}$ es la potencia a pequeña escala, $P_{sell,sm}, P_{gen,si}, P_{buy,sm}$ corresponden a la potencia que se vende a la red principal, la que genera la micro-red y la potencia que se compra a la red.

$$P_{Min,gen}^{si} < P_{gen}^{si} < P_{Max,gen}^{si} \quad (48)$$

$$P_{Min,pur}^{sm} < P_{pur}^{sm} < P_{Max,pur}^{sm} \quad (49)$$

$$P_{Min,sell}^{sm} < P_{sell}^{sm} < P_{Max,sell}^{sm} \quad (50)$$

Donde $P_{gen}^{si}, P_{pur}^{sm}, P_{sell}^{sm}$ corresponden a las potencias generadas, adquiridas y vendidas a la red principal con sus respectivos máximos y mínimos.

En [51] los autores proponen que la función de costo está compuesta por tres parámetros, el primero está relacionado con la energía generada por la micro-red, el segundo describe las emisiones contaminantes y el ultimo es la evaluación de la confiabilidad del sistema. La función objetivo es la siguiente:

$$Min: OF = \sum_t (\sum_s (F_{ts,op} + F_{ts,em} + F_{ts,iu})) \quad (51)$$

Donde $F_{ts,op}$ está relacionada con los costos de la potencia generada y de transacción, así como con el costo de operación y mantenimiento, $F_{ts,em}$ es el costo de la emisión de contaminantes y $F_{ts,iu}$ es el costo de interrupción de carga.

Para controlar el problema de distribución de energía óptima, hay algunas condiciones importantes en la función de costos. La principal restricción del problema propuesto es el equilibrio entre la oferta y la demanda. En esta condición, la energía generada en cada micro-red debe proporcionar suficiente energía eléctrica a sus cargas locales considerando la transacción de energía y las pérdidas de la red. Esta condición se aplica a todas las micro-redes.

$$P_{l,MG,t} + P_{loss,t} = \sum_{unit} P_{g,unit,t} + \left(\sum_{MG} P_{buy,MG,t} - \sum_{MG} P_{sell,MG,t} \right) + \left(\sum_{MG} P_{charge,MG,t} - \sum_{MG} P_{discharge,MG,t} \right) \quad (52)$$

Donde $P_{g,unit,t}$, $P_{buy,MG,t}$, $P_{sell,MG,t}$, $P_{charge,MG,t}$, $P_{discharge,MG,t}$ corresponden a las potencias generadas, de compra, de venta y la potencia de carga y descarga de los bancos de baterías de la red.

En [52] Tsikalakis y Hatziargyriou presentan la optimización de la operación interconectada de un control centralizado de una micro-red. El problema de la optimización está formulado de manera diferente según las políticas de mercado asumidas. A continuación, solo se considera la optimización de la potencia activa, ya que los mercados de energía reactiva a nivel de distribución están menos desarrollados, si los hay. En cualquier caso, la ampliación de

las funciones de optimización considera que las ofertas de energía reactiva son sencillas. El controlador central del sistema tiene como objetivo minimizar el costo operacional de la micro-red, asumiendo que los consumidores comparten los beneficios, la función objetivo (53) se contempla para cada intervalo de tiempo en minutos.

$$\text{Costo} = \sum_{i=1}^N \text{active_bid}(X_i) + AX + \sum_{j=1}^L \text{load_bid}(y_j) \quad (53)$$

Donde: *active_bid* es la oferta de la fuente de generación distribuida, X_i es la potencia activa, X es la potencia activa traída desde la red, N es el número de fuentes de generación distribuida ofrecidas para la producción de potencia.

A es el precio de la potencia del mercado abierto, y_j es la compensación de la oferta de la carga que se suma al costo de operación.

Las restricciones para este problema son:

1. Los límites técnicos de las fuentes de generación distribuida, es decir los mínimos y máximos límites de operación.
2. El balance de la potencia activa de la micro-red.

$$X + \sum_{i=1}^N X_i + \sum_{j=1}^L Y_j = P_Demand \quad (54)$$

Donde P_Demand es la demanda de potencia activa.

En [53], los autores proponen un sistema de gestión de energía descentralizado para la coordinación de micro-redes en un sistema de distribución. Se supone que el operador de la red de distribución posee generadores distribuidos y generadores distribuidos basados en fuentes de energía renovable, este problema de optimización de un operador de red de distribución se puede formular de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
& \min \sum_i c^G P_i^{G,MT} - \sum_i c^D P_i^D \\
& + \\
& \left(c^E \phi + \sum_m c^E \theta^m - c^E \mu - \sum_m c^E \eta^m \right) \\
& + \sum_m \pi^m + \sum_s \gamma_s \sum_i (c^D \Delta_{P_i,s}^D + C_{i,s}^{\Delta G}) \\
& + \sum_s \gamma_s \left(c^E \Delta \phi_s + \sum_m c^E \Delta \theta_s^m \right. \\
& \quad \left. - c^E \Delta \mu_s - \sum_m c^E \Delta \eta_s^m \right) \\
& + \sum_s \gamma_s \sum_m c^E \Delta \pi_s^m
\end{aligned} \quad (55)$$

Donde: $c^G, C_{i,s}^{\Delta G}, c^D, c^E$ son los costos de generación y redespacho de una micro-turbina, costo de venta de electricidad a los consumidores y costo del intercambio de energía. $P_i^{G,MT}$ es la potencia activa base de salida e la micro-turbina, $\Delta_{P_i,s}^D$ es la predicción del error de la salida de la generación distribuida, P_i^D es la demanda de potencia activa en los nodos. ϕ y η son la deficiencia de potencia del operador de la red de distribución, θ y μ son el superávit de potencia del operador de la red de distribución en la micro-red; π es la función de penalización y γ_s es el escenario probable en el sistema.

Por otra parte, en [54] los autores se enfocan en soluciones de control para la gestión del balance de energía a distintos tiempos basado en un modelo de control predictivo en la micro-red. Lo que el modelo pretende es optimizar el flujo de energía entre los recursos de la red, entre los cuales se destaca la compra/venta de energía en la red, la carga y descarga del banco de baterías y la electricidad generada por la pila de combustible. La función objetivo (56) de coste del controlador apunta la minimización del uso de cada subsistema de la micro-red.

$$\begin{aligned}
J = & \sum_{h_i=1}^{24} (J_{red}(h_i) + J_{bat}(h_i) + \\
& J_{elz}(h_i) + J_{pc}(h_i))
\end{aligned} \quad (56)$$

Donde: $J_{red}, J_{bat}, J_{elz}$ y J_{pc} corresponden a la energía de compra/venta, energía de la batería, generación de hidrógeno mediante el electrolizado y la electricidad de la pila de combustible.

La cual está sujeta a las restricciones

$$\begin{aligned}
P_{fv}(tk) + P_{aero}(tk) - P_{carga}(tk) = \\
P_{red}(tk) + Z_{elz}(tk) - Z_{pc}(tk) + \\
P_{bat}(tk)
\end{aligned} \quad (57)$$

Donde: $P_{fv}, P_{aero}(tk), P_{carga}, P_{red}, P_{bat}$ son las previsiones de potencia fotovoltaica, del aerogenerador, de la carga, de la red y del banco de baterías.

Z_{elz}, Z_{pc} son variables enteras mixtas lógicas que se introducen como restricciones del controlador.

$$P_i^{min} \leq P_i(tk) \leq P_i^{max} | i = red, elz, pc, pbat \quad (58)$$

Dónde: P corresponde al balance de la potencia mínima y máxima de los recursos de la red.

$$SOC_{bat}^{min} \leq SOC_{bat}(tk) \leq SOC_{bat}^{max} \quad (59)$$

Dónde: SOC corresponde al balance de los estados de carga/descarga del banco de baterías de la red.

$$LOH^{min} \leq LOH(tk) \leq LOH^{max} \quad (60)$$

Dónde: LOH es el nivel de hidrógeno de los depósitos de almacenamiento de la red.

$$0 \leq \delta_i(tk) \leq 1 |_{i=elz,pc} \quad (61)$$

Dónde: δ_i muestra el estado lógico de encendido o apagado del electrolizador y la pila de combustible.

3. Problema

Una de las problemáticas que presentan las micro-redes es la caracterización de los recursos distribuidos es determinar la eficiencia de los modelos energéticos que pueda aportar con la mayor cantidad de energía eléctrica de los recursos energéticos distribuidos. Además, se plantea un sistema de gestión en el cual se considerará los recursos distribuidos caracterizados con el mejor modelo obtenido, es decir, el que aporte mayor energía al sistema, para lo cual se analizarán los sistemas eólicos, fotovoltaicos y banco de baterías.

El principal objetivo del despacho económico es que la función de costo total de generación sea minimizada, para un sistema en donde operan determinado número de generadores, así el problema de optimización se plantea:

$$\min CT(P_{g1}, P_{g2}, \dots, P_{gn}) = \sum_{i=1}^n C_i(P_{gi}) \quad (62)$$

Cabe indicar que la función de costo de cada generador tiene una aproximación a la de una función de tipo cuadrática de la potencia de generación cuando se trata de generadores convencionales, el costo de certidumbre en generadores renovables se considera como una variable compleja en el momento de determinar esta función. Por lo cual, la función de costo de planta está dada por:

$$CT(P_{gi}) = \alpha_i + P_{gi}\beta_i + P_{gi}^2\gamma_i \quad (63)$$

Sujeto a las restricciones (64) - (69).

$$Pg_{TOT} = Pdem_{TOT} + Pcar_{TOT} \quad (64)$$

$$Pg_{RED} + Pg_{PV} + Pg_{EOL} + Pg_{BAT} = Pdem_{TOT} + Pcar_{TOT} \quad (65)$$

$$[V_{MIN}] \leq V \leq [V_{MAX}] \quad (66)$$

$$[S_{i,j}] \leq [S_{MAX}] \quad (67)$$

$$[Q_{MIN}] \leq [Q_i] \leq [Q_{MAX}] \quad (68)$$

$$[P_{MIN}] \leq [P_i] \leq [P_{MAX}] \quad (69)$$

Donde: Pg_{TOT} , $Pdem_{TOT}$ y $Pcar_{TOT}$ corresponden a la potencia activa de generación, de demanda y de pérdida total del sistema respectivamente. V_{MIN} y V_{MAX} son vectores que equivalen al número de nodos que posee el sistema, y cuantifican las tensiones límites para cada uno. S_{MAX} es un vector que posee los valores de carga máxima de estado estable de las líneas que acoplan a los nodos del sistema. P_{MIN} , Q_{MIN} , P_{MAX} y Q_{MAX} corresponden a los límites de potencia activa y reactiva generada.

3.1 Pseudocódigo de gestión de la demanda

Tabla 2. PSEUDOCÓDIGO DE GESTIÓN PARA MICRO-REDES

ALGORITMO DE GESTIÓN DE LA MICRO-RED

Paso 1: Inicio y llamado de $i=1, j=1$ y $t=1$

Paso 2: Calcular: $P_{PV}, P_{WIND}, P_{BESS}, P_{LOAD}, P_G, N_{PV}^{MIN}, N_{PV}^{MAX}, N_{WIND}^{MIN}, N_{WIND}^{MAX}$
 Guardar: $P_{PV}, P_{WIND}, P_{LOAD}, P_G, N_{PV}^{MIN}, N_{PV}^{MAX}, N_{WIND}^{MIN}, N_{WIND}^{MAX}$

Paso 3: **While** $i \leq i_{max}$ **Do**
 While $j \leq j_{max}$ **Do**
 Calcular: $\Delta P^{i,j}, \Delta P$
 Guardar: $N_{PV}, N_{WIND}, \Delta P$
 Calcular: S
 $j \leftarrow j+1$
 End while
 $i \leftarrow i+1$
End while

Paso 4: **While** $j \leq j_{max} + 1$ **Do**
 While $i \leq i_{max} + 1$ **Do**
 Calcular: $\Delta P_{min}^j, N_{PVmin}^j, N_{WINDmin}^j$
 $i \leftarrow i+1$
 $MIN CT = \sum_{i=1}^n C_i(P_{Gi})$
 While $P_{WIND} + P_{PV} + P_{BESS} = P_{LOAD}$
 $[V_{MIN}] \leq V \leq [V_{MAX}]$
 $[S_{i,j}] \leq [S_{MAX}]$
 $[Q_{MIN}] \leq [Q_i] \leq [Q_{MAX}]$

$[P_{MIN}] \leq [P_i] \leq [P_{MAX}]$

Calcular: $\Delta P_{min}, N_{PVmin}, N_{WINDmin}$
 $j \leftarrow j+1$
 End while
 Calcular: RS

Paso 5: Fin

3.2 Respuesta a la demanda

La respuesta a la demanda permite una notable reducción del consumo eléctrico basándose en una curva referencial que de esta forma alivie la red dentro de las horas pico debido a la reducción de la carga en el sistema. Permite alivianar la carga en horas pico o cuando los precios de la electricidad son altos, para lo cual existen diversos programas de respuesta a la demanda como el pico crítico, control de carga y costo en tiempo real, sin embargo, en este artículo se aplicará la política de pico crítico.

4. Casos de estudio

El presente artículo se trabajó en base a una micro-red que consta de recursos energéticos distribuidos como un sistema fotovoltaico de 10 kW, un sistema eólico de 10 kW, un BESS de 10 kW y una carga residencial de 25 kW. Como se muestra en la figura 1.

4.1 Caso de estudio 1: Día laboral.

Se analizará un día laborable en el cual la demanda tiene un pico de 3500 W y un valor de demanda mínima de 250 W. Además, presenta tres picos representativos a las 6 de la mañana con 1500 W, a las 12 del día con 2500 W y a las 19h00 con 3500 W como se muestra en la figura 5.

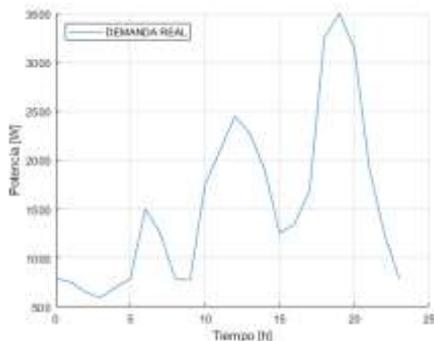


Figura 5. Demanda en día laborable (lunes).

En base a la figura 6 de la curva de demanda, se aplica el sistema de gestión determinando que la compra de energía en el medidor frontera se realizara solo en 8 horas entre los intervalos de 5h00 de la mañana a las 8h00 y de 16h00 a 20h00 horas, Disminuyendo el consumo de energía en el medidor frontera, el resto de energía se extrae de los sistemas energéticos distribuidos de la micro-red.

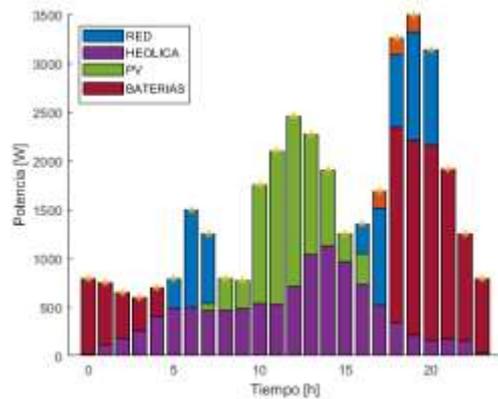


Figura 6. Gestión de la demanda en día laborable (lunes).

4.2 Caso de estudio 2: Fin de semana.

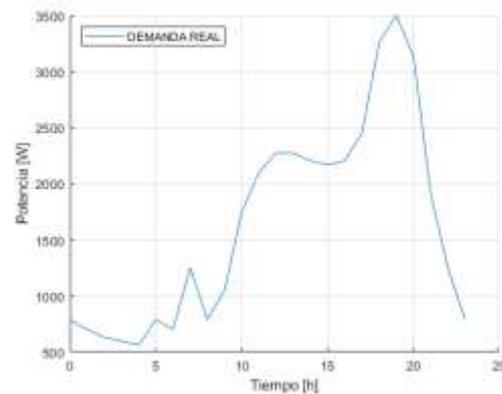


Figura 7. Demanda en día no laborable.

En base a la figura 7 de la curva de demanda, se aplica el sistema de gestión determinando que hay un pico no representativo a las 6 de la mañana, a partir de las 11h00 en adelante se presenta un incremento importante en la curva de demanda, el pico representativo de la curva se encuentra a las 19h00.

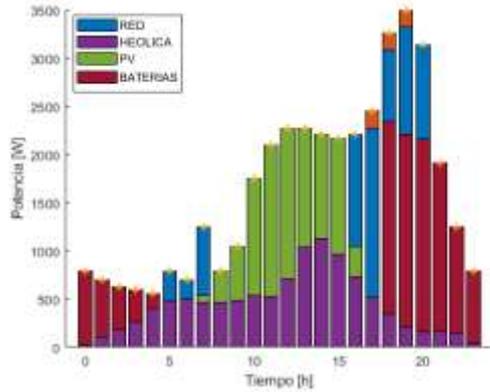


Figura 8. Gestión de la demanda en día no laborable.

La gestión de la demanda para un día no laborable se presenta en la figura 8 donde se puede determinar que existe una mayor contribución de energía desde la red principal hacia la micro-red.

4.3 Caso de estudio 3: Pandemia.

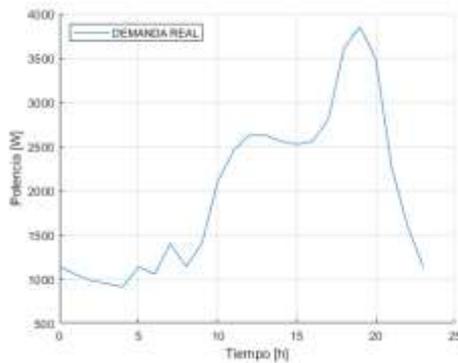


Figura 9. Demanda en día de pandemia.

La figura 9 muestra que existe un incremento de la demanda a partir de las 10h00 de la mañana, el pico más representativo es a las 19h00 con un valor de 3800 W.

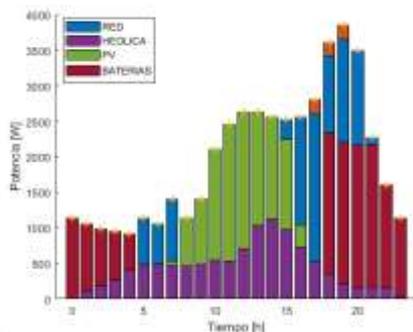


Figura 10. Gestión de la demanda en día de pandemia.

La figura 10 muestra la gestión de la demanda para un día de pandemia, en la cual podemos observar que la red aporta por 9 horas en el día. Además, que la respuesta a la demanda tiene una participación desde las 17h00 hasta las 19h00.

5. Análisis y discusión de resultados

De acuerdo a la figura 11, 12 y 13 se hará un breve análisis del comportamiento de cada uno de los modelos como el aporte de energía de cada uno de ellos a la micro-red.

En [1], J. Meza muestra un modelo cuya curva es la que mayor eficiencia energética presenta, aportando la mayor cantidad de energía al sistema con un valor referencial de 28477,10 W. Por otra parte, en [5] W. Xiao muestra un modelo en el cual la salida de potencia en este modelo aporta con un porcentaje de 75.49% respecto al modelo más óptimo, considerando que la cantidad de energía que entrega a la red es de 21496,96 W. P.W. Wong en [4] apunta hacia un modelo que entrega una potencia de 67,76% respecto al modelo de mayor entrega energética con un aporte a la red de 19295,71 W.

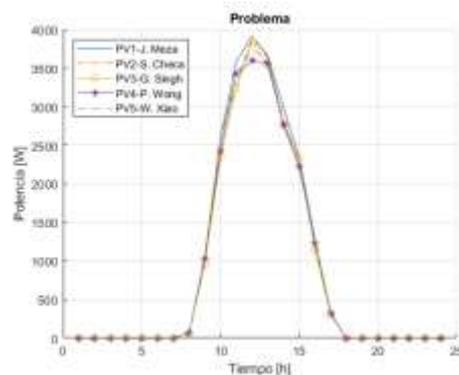


Figura 11. Comportamiento de los sistemas fotovoltaicos.

Para G, Sing en [3], la potencia en el modelo es de 62,53%, con un aporte de 17806,079 W y por último en [2], S. Chen presenta un modelo de curva de potencia pico cuya

entrega de energía difiere en un 37,95% respecto al modelo de la ecuación (1) aportando así 10808,180 W al sistema siendo este el de menor aporte energético entre todos los sistemas fotovoltaicos.

En cuanto a los modelos de sistemas eólicos, en (8) y (9) R. Peña muestra el modelo de mayor aporte y eficiencia energética con un valor referencial de 60140,81 W. T. Thiringer en (10) y (11) muestra un modelo cuya curva de la potencia pico del sistema es menor en un 29,38% en el aporte de energía respecto al primer modelo eólico con una entrega de 42472,26 W al sistema. Según S. Roy en [7], la potencia de este modelo es menor en un 66,51% respecto al modelo referencial con una entrega de 10143,21 W al sistema. En [6], D.A. Bell indica que la salida de potencia de este modelo aporta con un 83,17% menos que en el primer modelo que equivale a 10119,18 W de aporte a la red y por último el modelo de S. Kim en [12] aporta con un 88,14% menos que el modelo referencial en términos de energía, lo cual equivale a 7130,44 W de aporte a la red.

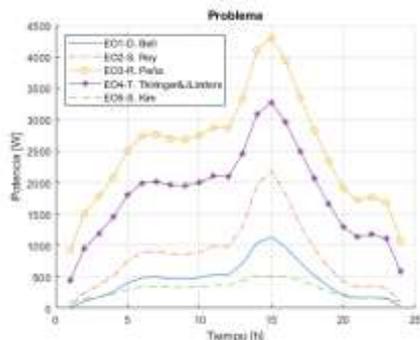


Figura 12. Comportamiento de los sistemas eólicos

El comportamiento de los sistemas eólicos se muestra en la figura 12 y su contribución de energía en el sistema cuya variación depende de las variables como la densidad del viento y la inercia del rotor.

En lo que refiere al comportamiento del sistema de banco de baterías, el modelo más eficiente es el M. Norouzi, en (14) se modela una curva de energía con la de mayor eficiencia con un valor referencial de

60140,81W. J. Li en (13) modela una curva de potencia pico con un aporte de 99.33% con respecto al modelo de referencia, lo que se traduce en un aporte de 53541,2 W al sistema. En (16) C. Meza propone un modelo que aporta con un 64,60% de energía que el de mayor entrega, equivalente a 53541,2 W. F. Luo en (15) muestra un modelo cuya salida de potencia aporta con un 64,06% respecto al más óptimo considerando que la cantidad de energía que entrega a la red es de 34532,8 W. Por otra parte, M. Uzunoglu en (17) muestra un modelo que entrega la potencia menos significativa de todos los modelos con un 47,35% y con un aporte a la red de 25526,4 W.

El modelo (14) de banco de baterías es el más eficiente de todos considerando que todos los modelos se encuentran en función de la temperatura y del sistema de inversión de corriente continua a corriente alterna que se esté empleando.

La energía comprada por el medidor de frontera en el caso 1, 2 y 3 de estudio, depende de las horas pico de demanda como lo son desde las 17:00 hasta las 19:30 cuya coincidencia muestra que el aporte de la compra corresponde aproximadamente a 1/8 de la demanda en el sistema lo que se traduce en 1584,693 W.

En cuanto a la comparativa de gestión del sistema y la demanda, cabe indicar que satisface numéricamente a la misma ya que la demanda dentro de un día laborable cuya área bajo la curva es de 17643,05 W y el sistema de gestión para este mismo escenario aporta con 24140,82 W. Y así respectivamente para un día no laborable con una demanda de 22503,4 W y su respectivo aporte energético en la gestión de 26045,23 W. Para finalizar tenemos un día de pandemia en donde la demanda se muestra incrementada y similar a la de un día no laborable, con 24325,5 W y una entrega de energía del sistema de gestión de 28456.49 W.

6. Conclusiones

Analizando la eficiencia de los modelos energéticos, se toma como base el de mayor producción de energía procedente de los sistemas fotovoltaicos, cuyas eficiencias desde la que entrega un mayor aporte 75,49%; seguido de 67,76%, 62,53% y 37,95% respectivamente.

En los sistemas eólicos, los modelos tienen mayor rango de oscilación cuya entrega al sistema es de 70,62%, 33,49%, 16,83% y 11,86%. En lo que refiere a los modelos de banco de baterías, la eficiencia está dentro del rango con menor diferencia de todos los sistemas cuya variación es de 99,33%, 64,6%, 64,06% y 47,35% respectivamente. Los modelos de banco de baterías tienen mayor similitud entre si debido a que su eficiencia provee de estabilidad y una menor variación de potencia entre modelo y modelo.

Partiendo como base la misma potencia tanto en fotovoltaica, eólica y banco de baterías, se llegó a demostrar que el sistema eólico es el de mayor aporte energético a la red con un estimado de 60,14kw.

El modelo de gestión nos permite reducir el consumo en el medidor frontera en un 70,5% para el día lunes, el fin de semana es un 65,3% y para el caso del día de pandemia se reduce en un 59,4%.

7. Trabajos futuros

Dentro de la caracterización de modelos energéticos, la cogeneración juega un rol importante en la generación distribuida y disminuye de manera notable las pérdidas en el transporte de energía eléctrica, por lo cual debe ser sujeto de investigación dentro de la gestión de recursos en una próxima investigación.

La caracterización de la energía proveniente de la biomasa es un aspecto de interés dentro

de esta línea de investigación considerándola como una fuente de energía renovable y de naturaleza abundante que podría realizar un aporte importante de energía a las micro-redes.

8. Referencias

- [1] Y. A. Muñoz, "Optimización de recursos energéticos en zonas aisladas mediante estrategias de suministro y consumo," *Ing.Puc.Cl*, p. 345, 2012.
- [2] N. Gupta, R. Garg, and P. Kumar, "Characterization study of PV module connected to microgrid," *12th IEEE Int. Conf. Electron. Energy, Environ. Commun. Comput. Control (E3-C3), indicon 2015*, pp. 1–6, 2016.
- [3] A. K. Barnes, J. C. Balda, and J. K. Hayes, *Modelling PV clouding effects using a semi-Markov process with application to energy storage*, vol. 19, no. 3. IFAC, 2014.
- [4] T. Huld, R. Müller, and A. Gambardella, "A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa," *Sol. Energy*, vol. 86, no. 6, pp. 1803–1815, 2012.
- [5] K. L. Christian N. Jardine, Gavin J. Coniver, "PV-COMPARE: Direct Comparison of Eleven PV Technologies at Two Locations in Northern and Southern Europe," vol. 53, no. 9, pp. 1689–1699, 2019.
- [6] Y. Feng, W. Hao, H. Li, N. Cui, D. Gong, and L. Gao, "Machine learning models to quantify and map daily global solar radiation and photovoltaic power," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 118, no. September 2019, p. 109393, 2020.
- [7] M. González, V. Cárdenas, H. Miranda, and R. Álvarez-Salas, "Modular multilevel converter for large-scale photovoltaic generation with reactive power flow and unbalanced active power extraction capabilities," *Math. Comput. Simul.*, vol. 162, pp. 135–154, 2019.
- [8] M. Grágeda, M. Escudero, W. Alavia, S. Ushak, and V. Fthenakis, "Review and multi-criteria assessment of solar energy projects in Chile," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 583–596, 2016.
- [9] Z. Said and A. Mehmood, "Standalone photovoltaic system assessment for major cities of United Arab Emirates based on simulated results," *J. Clean. Prod.*, vol. 142, pp. 2722–2729, 2017.

- [10] E. Wiemken, H. G. Beyer, W. Heydenreich, and K. Kiefer, "Power characteristics of PV ensembles: experiences from the combined power production of 100 grid connected PV systems distributed over the area of Germany," *Sol. Energy*, vol. 70, no. 6, pp. 513–518, 2001.
- [11] P. Moraitis, B. B. Kausika, N. Nortier, and W. Van Sark, "Urban environment and solar PV performance: The case of the Netherlands," *Energies*, vol. 11, no. 6, 2018.
- [12] J. Schmidt, R. Cancelli, and A. O. Pereira, "An optimal mix of solar PV, wind and hydro power for a low-carbon electricity supply in Brazil," *Renew. Energy*, vol. 85, no. 2016, pp. 137–147, 2016.
- [13] D. I. Alvarez, C. J. C. Castro, F. C. Gonzalez, A. L. Uguña, and J. F. T. Toledo, "Modeling and Simulation of a hybrid system Solar panel and wind turbine in the locality of Molleturo in Ecuador," *2017 6th Int. Conf. Renew. Energy Res. Appl. ICRERA 2017*, vol. 2017-Janua, pp. 620–625, 2017.
- [14] M. Becerra, J. Morán, A. Jerez, F. Cepeda, and M. Valenzuela, "Wind energy potential in Chile: Assessment of a small scale wind farm for residential clients," *Energy Convers. Manag.*, vol. 140, pp. 71–90, 2017.
- [15] J. Feng, L. Feng, J. Wang, and C. W. King, "Evaluation of the onshore wind energy potential in mainland China—Based on GIS modeling and EROI analysis," *Resour. Conserv. Recycl.*, vol. 152, no. 18, p. 104484, 2020.
- [16] D. C. Hill, D. McMillan, K. R. W. Bell, and D. Infield, "Application of auto-regressive models to U.K. wind speed data for power system impact studies," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 3, no. 1, pp. 134–141, 2012.
- [17] H. Faïda and J. Saadi, "Modelling, control strategy of DFIG in a wind energy system and feasibility study of a wind farm in Morocco," *Int. Rev. Model. Simulations*, vol. 3, no. 6, pp. 1350–1362, 2010.
- [18] Y. A. Katsigiannis and G. S. Stavrakakis, "Estimation of wind energy production in various sites in Australia for different wind turbine classes: A comparative technical and economic assessment," *Renew. Energy*, vol. 67, pp. 230–236, 2014.
- [19] D. Mentis, S. Hermann, M. Howells, M. Welsch, and S. H. Siyal, "Assessing the technical wind energy potential in africa a GIS-based approach," *Renew. Energy*, vol. 83, pp. 110–125, 2015.
- [20] Y. S. Rao, a J. Laxmi, and M. Kazeminehad, "M Odelling and C Ontrol of H Ybrid P Hotovoltaic - W Ind E Nergy C Onversion S Ystem," *Int. J. Adv. Eng. Technol.*, vol. 3, no. 2, pp. 192–201, 2012.
- [21] C. E. C. Nogueira *et al.*, "Sizing and simulation of a photovoltaic-wind energy system using batteries, applied for a small rural property located in the south of Brazil," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 29, pp. 151–157, 2014.
- [22] M. Jafarian and A. M. Ranjbar, "Fuzzy modeling techniques and artificial neural networks to estimate annual energy output of a wind turbine," *Renew. Energy*, vol. 35, no. 9, pp. 2008–2014, 2010.
- [23] O. Anaya-Lara, *Wind energy generation : modelling and control*. 1389.
- [24] J. Wu, J. Wang, and D. Chi, "Wind energy potential assessment for the site of Inner Mongolia in China," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 21, pp. 215–228, 2013.
- [25] F. Xu, J. Liu, S. Lin, Q. Dai, and C. Li, "A multi-objective optimization model of hybrid energy storage system for non-grid-connected wind power: A case study in China," *Energy*, vol. 163, pp. 585–603, 2018.
- [26] D. F. Quintero Pulido, G. Hoogsteen, M. V. Ten Kortenaar, J. L. Hurink, R. E. Hebner, and G. J. M. Smit, "Characterization of storage sizing for an off-grid house in the US and the Netherlands," *Energies*, vol. 11, no. 2, 2018.
- [27] C. N. Truong, M. Naumann, R. C. Karl, M. Müller, A. Jossen, and H. C. Hesse, "Economics of residential photovoltaic battery systems in Germany: The case of tesla's powerwall," *Batteries*, vol. 2, no. 2, 2016.
- [28] J. Servotte, E. Acha, and L. M. Castro, "Smart frequency control in power transmission systems using a BESS," *Proc. 2015 IEEE Innov. Smart Grid Technol. - Asia, ISGT ASIA 2015*, 2016.
- [29] J. F. M. Cartagena, "Óptima asignacion de recursos energeticos para la respuesta de la demanda por vehiculos electricos usando el algoritmo hungaro.," p. 400, 316AD.
- [30] S. X. Chen, H. B. Gooi, and M. Q. Wang, "Sizing of energy storage for microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 142–151, 2012.
- [31] G. K. Singh, "Solar power generation by PV (photovoltaic) technology: A review," *Energy*, vol. 53, pp. 1–13, 2013.
- [32] P. W. Wong, Y. Shimoda, M. Nonaka, M.

- Inoue, and M. Mizuno, "Semi-transparent PV: Thermal performance, power generation, daylight modelling and energy saving potential in a residential application," *Renew. Energy*, vol. 33, no. 5, pp. 1024–1036, 2008.
- [33] W. Xiao, *Photovoltaic Power System*. 2017.
- [34] D. A. Bell, *Fundamentals of Wind Energy*, vol. 30, no. 12. 1979.
- [35] S. Roy, "Market Constrained Optimal Planning for Wind Energy Conversion Systems over Multiple Installation Sites," *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 22, no. 1, pp. 67–67, 2008.
- [36] R. Pena, J. C. Clare, and G. M. Asher, "Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable speed wind-energy generation," *IEE Proc. Electr. Power Appl.*, vol. 143, no. 3, pp. 231–241, 1996.
- [37] T. Thiringer and J. Linders, "Control by Variable Rotor Speed of a Fixed-Pitch Wind Turbine Operating in a Wide Speed Range," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 8, no. 3, pp. 520–526, 1993.
- [38] S. K. Kim, E. S. Kim, and J. B. Ahn, "Modeling and control of a grid-connected wind/PV hybrid generation system," *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, no. 1, pp. 1202–1207, 2006.
- [39] J. Li, W. Wei, and J. Xiang, "A simple sizing algorithm for stand-alone PV/Wind/Battery hybrid microgrids," *Energies*, vol. 5, no. 12, pp. 5307–5323, 2012.
- [40] M. Norouzi, J. Aghaei, and S. Pirouzi, "Enhancing Distribution Network Indices Using Electric Spring under Renewable Generation Permission," *SEST 2019 - 2nd Int. Conf. Smart Energy Syst. Technol.*, pp. 1–6, 2019.
- [41] F. Luo, Z. Xu, K. Meng, and Z. Yang Dong, "Optimal operation scheduling for microgrid with high penetrations of solar power and thermostatically controlled loads," *Sci. Technol. Built Environ.*, vol. 22, no. 6, pp. 666–673, 2016.
- [42] C. Meza, J. J. Negroni, D. Biel, and F. Guinjoan, "Energy-balance modeling and discrete control for single-phase grid-connected PV central inverters," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 55, no. 7, pp. 2734–2743, 2008.
- [43] F. Luo, Z. Y. Dong, Z. Xu, W. Kong, and F. Wang, "Distributed residential energy resource scheduling with renewable uncertainties," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 12, no. 11, pp. 2770–2777, 2018.
- [44] M. Uzunoglu, O. C. Onar, and M. S. Alam, "Modeling, control and simulation of a PV/FC/UC based hybrid power generation system for stand-alone applications," *Renew. Energy*, vol. 34, no. 3, pp. 509–520, 2009.
- [45] F. Yang, X. Feng, and Z. Li, "Advanced Microgrid Energy Management System for Future Sustainable and Resilient Power Grid," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 55, no. 6, pp. 7251–7260, 2019.
- [46] D. Yuan, Z. Lu, J. Zhang, and X. Li, "A hybrid prediction-based microgrid energy management strategy considering demand-side response and data interruption," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 113, no. May, pp. 139–153, 2019.
- [47] N. Rezaei, A. Ahmadi, A. H. Khazali, and J. M. Guerrero, "Energy and Frequency Hierarchical Management System Using Information Gap Decision Theory for Islanded Microgrids," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 65, no. 10, pp. 7921–7932, 2018.
- [48] M. S. Taha, H. H. Abdeltawab, and Y. A. R. I. Mohamed, "An online energy management system for a grid-connected hybrid energy source," *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 6, no. 4, pp. 2015–2030, 2018.
- [49] A. Hussain, J. H. Lee, and H. M. Kim, "An optimal energy management strategy for thermally networked microgrids in grid-connected mode," *Int. J. Smart Home*, vol. 10, no. 3, pp. 239–258, 2016.
- [50] N. Nikmehr and S. Najafi Ravadanegh, "Optimal Power Dispatch of Multi-Microgrids at Future Smart Distribution Grids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 4, pp. 1648–1657, 2015.
- [51] N. Nikmehr and S. Najafi Ravadanegh, "Reliability evaluation of multi-microgrids considering optimal operation of small scale energy zones under load-generation uncertainties," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 78, pp. 80–87, 2016.
- [52] N. D. Hatziargyriou, A. G. Tsikalakis, N. D. Hatziargyriou, and S. Member, "Centralized Control for Optimizing Microgrids Operation Central Controller Strategy to Optimize Microgrids Operation," *2011 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, no. November 2015, pp. 1–8, 2011.
- [53] Z. Wang, B. Chen, J. Wang, and J. Kim, "Decentralized Energy Management System for Networked Microgrids in Grid-Connected and Islanded Modes," *IEEE*

- Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 2, pp. 1097–1105, 2016.
- [54] C. Bordons, F. García-Torres, and L. Valverde, “Gestión Óptima de la Energía en Microrredes con Generación Renovable,” *RIAI - Rev. Iberoam. Autom. e Inform. Ind.*, vol. 12, no. 2, pp. 117–132, 2015.

8.1 Estado del arte

IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE GESTIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA BASADO EN LA CARACTERIZACIÓN DE LOS RECURSOS EN MICRO-REDES																												
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	REFERENCIA	TEMÁTICA						FORMULACIÓN DEL PROBLEMA					RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA							
				RECURSO DISTRIBUIDO	SISTEMA DE GESTION	GESTIÓN DE DEMANDA	CARACTERIZACIÓN DE RECURSOS DISTRIBUIDOS EN LA RED ELÉCTRICA	CARACTERIZACIÓN DE ENERGÍA SOLAR	CARACTERIZACIÓN DE ENERGÍA EOLICA	CARACTERIZACIÓN DE ENERGÍA DE BANCO DE BATERIAS	MICRO-RED	GESTIÓN - MERCADOS ELÉCTRICOS	GENERACIÓN DISTRIBUIDA	CURVA DE LA DEMANDA	CARGAS DINÁMICAS	EFICIENCIA ENERGÉTICA	ESTIMACION DE LOS RECURSOS	POLÍTICAS	TECNOLOGÍA	COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN	HEURÍSTICA	SISTEMAS DE GESTIÓN	ALGORITMO ESTOCÁSTICO	CARACTERIZACIÓN DE RECURSOS DISTRIBUIDOS	MODELOS ENERGETICOS	CARACTERIZACIÓN DE GENERACION DISTRIBUIDA	SISTEMA DE GESTION	RESPUESTA DE LA DEMANDA
1	2012	Optimizacion de recursos energéticos en zonas aisladas mediante estrategias de suministro y consumo	/Y. A. Muñoz	☒			☒	☒					☒		☒				☒				☒	☒				☒
2	2016	Characterization study of PV module connected to microgrid	/N. Gupta	☒			☒	☒						☒	☒	☒			☒		☒	☒	☒					☒
3	2014	Modelling PV Clouding Effects Using a Semi-Markov Process with Application to Energy Storage	/A. K. Barnes	☒	☒		☒	☒					☒	☒	☒				☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒
4	2012	A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa	/T. Huld, R. Müller	☒			☒	☒				☒	☒	☒		☒		☒	☒		☒	☒				☒	☒	
5	2019	PV-COMPARE: Direct Comparison of Eleven PV Technologies at Two Locations in Northern and Southern Europe	/K. L. Christian N. Jardine, Gavin J. Coniver	☒	☒		☒	☒							☒						☒	☒	☒					
6	2020	Machine learning models to quantify and map daily global solar radiation and photovoltaic power	/Y. Feng, W. Hao	☒			☒	☒					☒			☒					☒	☒		☒	☒			
7	2019	Modular multilevel converter for large-scale photovoltaic generation with reactive power flow and unbalanced active power extraction capabilities	/M. González, V. Cárdenas, H. Miranda, and R. Álvarez-Salas	☒			☒	☒							☒						☒	☒						
8	2015	Review and multi-criteria assessment of solar energy projects in Chile	/M. Grágeda, M. Escudero, W. Alavia, S. Ushak, and V. Pthenakis,	☒			☒	☒						☒							☒	☒						
9	2017	Standalone photovoltaic system assessment for major cities of United Arab Emirates based on simulated results	/Z. Said and A. Mehmood	☒			☒	☒												☒		☒	☒					☒

10	2001	Power characteristics of pv ensembles: experiences from the combined power production of 100 grid connected pv systems distributed over the area of Germany.	/E. Wiemken, H. G. Beyer, W. Heydenreich, and K. Kiefer,	✗			✗	✗						✗						✗	✗	✗			
11	2018	Urban Environment and Solar PV Performance: The Case of the Netherlands	/P. Moraitis, B. B. Kausika, N. Nortier, and W. Van Sark,	✗			✗	✗			✗				✗					✗	✗	✗			
12	2016	An optimal mix of solar PV, wind and hydro power for a low-carbon electricity supply in Brazil	/J. Schmidt, R. Cancellata, and A. O. Pereira	✗			✗							✗						✗	✗	✗	✗		
13	2017	Modeling and Simulation of a hybrid system Solar panel and wind turbine in the locality of Molleturo in Ecuador	/D. I. Alvarez, C. J. C. Castro, F. C. Gonzalez, A. L. Uguña, and J. F. T. Toledo	✗	✗		✗		✗	✗				✗						✗	✗	✗			✗
14	2017	Wind energy potential in Chile: Assessment of a small scale wind farm for residential clients	/M. Becerra, J. Morán, A. Jerez, F. Cepeda, and M. Valenzuela	✗		✗				✗												✗			✗
15	2020	Evaluation of the onshore wind energy potential in mainland China—Based on GIS modeling and EROI analysis	/J. Feng, L. Feng, J. Wang, and C. W. King	✗		✗								✗						✗	✗				
16	2012	Application of auto-regressive models to U.K. wind speed data for power system impact studies	/D. C. Hill, D. McMillan, K. R. W. Bell, and D. Infield,	✗	✗		✗			✗	✗			✗										✗	
17	2010	Modelling, control strategy of DFIG in a wind energy system and feasibility study of a wind farm in Morocco	/H. Faïda and J. Saadi,	✗																					
18	2014	Estimation of wind energy production in various sites in Australia for different wind turbine classes: A comparative technical and economic assessment	/Y. A. Katsigiannis and G. S. Stavrakakis,	✗	✗		✗													✗		✗			
19	2015	Assessing the technical wind energy potential in africa a GIS-based approach	/D. Mentis, S. Hermann, M. Howells, M. Welsch, and S. H. Siyal,	✗			✗				✗	✗		✗						✗	✗	✗			
20	2012	M Odeling and C Ontrol of H Ybrid P Hotovoltaic - W Ind E Nergy C Onversion S Ystem	/Y. S. Rao, a J. Laxmi, and M. Kazeminehad	✗	✗		✗			✗	✗									✗				✗	✗
21	2014	Sizing and simulation of a photovoltaic-wind energy system using batteries, applied for a small rural property located in the south of Brazil	/C. E. C. Nogueira	✗			✗							✗								✗			✗
22	2010	Fuzzy modeling techniques and artificial neural networks to estimate annual energy output of a wind turbine	/M. Jafarian and A. M. Ranjbar	✗										✗											✗
23	2019	Wind energy generation : modelling and control	/O. Anaya-Lara	✗	✗				✗	✗	✗													✗	✗
24	2013	Wind energy potential assessment for the site of Inner Mongolia in China	/J. Wu, J. Wang, and D. Chi,	✗																		✗	✗		
25	2018	A multi-objective optimization model of hybrid energy storage system for non-grid-connected wind power: A case study in China	/F. Xu, J. Liu, S. Lin, Q. Dai, and C. Li	✗				✗	✗	✗	✗											✗			
26	2018	Characterization of storage sizing for an off-grid house in the US and the Netherlands	/D. F. Quintero Pulido, G. Hoogsteen, M. V. Ten Kortenaar, J. L. Hurink, R. E. Hebner, and G. J. M. Smit	✗			✗								✗						✗		✗		
27	2016	Economics of residential photovoltaic battery systems in Germany: The case of tesla's powerwall	/C. N. Truong, M. Naumann, R. C. Karl, M. Müller, A. Jossen, and H. C. Hesse	✗		✗				✗	✗	✗													✗

51	2016	"Reliability evaluation of multi-microgrids considering optimal operation of small scale energy zones under load-generation uncertainties,"	/N. Nikmehr and S. Najafi Ravadanegh,		✗	✗					✗		✗			✗	✗		✗					✗		✗			
52	2011	"Centralized Control for Optimizing Microgrids Operation Central Controller Strategy to Optimize Microgrids Operation,"	/N. D. Hatziargyriou, A. G. Tsikalakis, N. D. Hatziargyriou, and S. Member,		✗	✗				✗			✗	✗		✗	✗							✗		✗			
53	2017	Decentralized Energy Management System for Networked Microgrids in Grid-Connected and Islanded Modes	/Z. Wang, B. Chen, J. Wang, and J. Kim		✗	✗				✗			✗	✗		✗	✗					✗		✗		✗			
54	2015	"Gestión Óptima de la Energía en Microrredes con Generación Renovable,"	/C. Bordons, F. Garcia-Torres, and L. Valverde,		✗	✗				✗			✗	✗		✗	✗					✗		✗		✗			
CANTIDAD:				43	17	13	34	16	17	14	36	9	30	26	6	34	13	11	14	22	25	15	18	30	20	16	16	22	34

