

**PLANEACIÓN DE DESPACHO ÓPTIMO DE PLANTAS VIRTUALES DE
GENERACIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA MEDIANTE
FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA AC**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

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

**TEMA:
PLANEACIÓN DE DESPACHO ÓPTIMO DE PLANTAS VIRTUALES DE
GENERACIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA MEDIANTE
FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA AC**

**AUTOR:
RONALD ALEX FLORES MOYÓN**

**DIRECTOR:
DIEGO FRANCISCO CARRIÓN GALARZA**

Quito, noviembre 2020

Ronald Alex Flores Moyón

PLANEACIÓN DE DESPACHO ÓPTIMO DE PLANTAS VIRTUALES DE GENERACIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA MEDIANTE FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA AC

Universidad Politécnica Salesiana
Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



Ronald Alex Flores Moyón (Y'1991-M'12). Realizó sus estudios de secundaria en el “Instituto Tecnológico Superior Sucre” de la ciudad de Quito. Egresado de Ingeniería Eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana sede Quito. Áreas de interés: Generación distribuida, micro-redes, energía renovable no convencional. Su trabajo se basa en el despacho óptimo de plantas virtuales de generación (VPP) en sistemas eléctrico de potencia mediante Flujos Óptimos de Potencia AC (FOP AC), considerando ERNC como fuentes primarias de energía.

rfloresm1@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Diego Francisco Carrión Galarza (Y'1981-M'12). Se graduó en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador en 2010 y en la actualidad está trabajando para lograr su título de doctor en ingeniería de la Universidad Politécnica Bolivariana – Medellín, Colombia. Es profesor e investigador de la Universidad Politécnica Salesiana – Quito, Ecuador. En la actualidad es miembro del grupo de investigación GIREI (Grupo de Investigación en Redes Eléctricas Inteligentes – Smart Grid Research Group).

dcarrion@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS
©2020 Universidad Politécnica Salesiana
QUITO - ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, Diego Francisco Carrión Galarza declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación *PLANEACIÓN DE DESPACHO ÓPTIMO DE PLANTAS VIRTUALES DE GENERACIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA MEDIANTE FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA AC* realizado por Ronald Alex Flores Moyón, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito D.M., noviembre de 2020

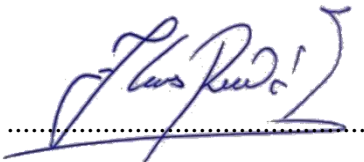


.....
Diego Francisco Carrión Galarza
Cédula de identidad: 1713703062

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Ronald Alex Flores Moyón, con documento de identificación N° 1721754172, 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: *PLANEACIÓN DE DESPACHO ÓPTIMO DE PLANTAS VIRTUALES DE GENERACIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA MEDIANTE FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA AC*, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, 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 digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.



Ronald Alex Flores Moyón

Cédula de identidad: 1721754172

Quito, noviembre de 2020

INDICE GENERAL

| | | |
|--------|---|----|
| 1. | INTRODUCCIÓN..... | 3 |
| 2. | PLANTAS VIRTUALES DE GENERACIÓN (VPP)..... | 5 |
| 2.1. | Infraestructura de comunicación del VPP..... | 7 |
| 2.2. | Sistema de gestión de energía (EMS)..... | 7 |
| 2.3. | Energía renovable como fuentes primarias de la VPP..... | 8 |
| 2.3.1. | Generación fotovoltaica..... | 8 |
| 2.3.2. | Generación eólica..... | 8 |
| 3. | DESPACHO ECONÓMICO..... | 9 |
| 3.1. | Costos fijos..... | 9 |
| 3.2. | Costos variables..... | 9 |
| 3.3. | Despacho óptimo de VPP..... | 10 |
| 3.3.1. | Análisis de ERNC..... | 10 |
| 3.3.2. | Mercado eléctrico..... | 10 |
| 3.3.3. | Demanda estocástica..... | 10 |
| 4. | FORMULACIÓN MATEMÁTICA PARA FLUJOS DE POTENCIA AC..... | 11 |
| 4.1. | Flujos de potencia (FP)..... | 11 |
| 4.2. | Flujo óptimo de potencia AC..... | 12 |
| 5. | PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA..... | 13 |
| 5.1. | Modelo heurístico..... | 13 |
| 5.2. | Restricciones del sistema..... | 13 |
| 5.3. | Procedimiento de solución..... | 15 |
| 5.4. | Descripción del caso de estudio..... | 16 |
| 6. | ANÁLISIS DE RESULTADOS..... | 17 |
| 6.1. | Caso de estudio 1..... | 17 |
| 6.2. | Caso de estudio 2..... | 19 |
| 6.3. | Caso de estudio 3..... | 20 |
| 7. | CONCLUSIONES..... | 22 |
| 8. | TRABAJOS FUTUROS..... | 23 |
| 9. | BIBLIOGRAFIA..... | 23 |
| 9.1. | Matriz del estado del arte..... | 28 |
| 10. | ANEXO 1: DATOS TÉCNICOS DEL SISTEMA IEEE 30 BARRAS..... | 35 |

INDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1. Estructura básica de la VPP..... | 6 |
| Figura 2. Diagrama del sistema IEEE 30 barras modificado con ERNC-VPP..... | 15 |
| Figura 3. Demanda diaria para el caso de estudio..... | 16 |
| Figura 4. Factor de utilidad para la ERNC..... | 17 |
| Figura 5. Despacho de gen. convencional en los picos de demanda del sistema de caso de estudio | 17 |
| Figura 6. Despacho de Gen. convencional y VPP en DB | 17 |
| Figura 7. Aporte de la Generación convencional y VPP en DB | 18 |
| Figura 8. Comportamiento de las líneas de transmisión tras la inserción de la VPP al sistema en el pico de DB..... | 18 |
| Figura 9. Despacho de Gen. convencional y VPP en DM | 19 |
| Figura 10. Aporte de la Generación convencional y VPP en DM | 19 |
| Figura 11. Comportamiento de las líneas de transmisión tras la inserción de la VPP al sistema en el pico de DM..... | 20 |
| Figura 12. Despacho de Gen. convencional y VPP en DA..... | 20 |
| Figura 13. Aporte de la Generación convencional y VPP en DA..... | 21 |
| Figura 14. Comportamiento de las líneas de transmisión tras la inserción de la VPP al sistema en el pico de DA..... | 21 |
| Figura 15. Minimización de pérdidas en los tres casos de estudio. | 22 |
| Figura 16. Despacho de la VPP referente a la demanda | 22 |
| Figura 17. Beneficio esperado VS beneficio real..... | 22 |
| Figura 18. Indicadores de estado del arte..... | 34 |

INDICE DE TABLAS

| | |
|---|----|
| Tabla 1: Tendencia de costos de la ERNC (IRENA-LCOE) | 10 |
| Tabla 4: Características de las ERNC asociadas a la VPP | 16 |
| Tabla 2: Pseudocódigo del despacho de VPP por medio de FOP-AC | 16 |
| Tabla 3: Potencia de la demanda en puntos específicos | 16 |
| Tabla 5: Costos de sistema en pico de DB | 18 |
| Tabla 6: Costos del sistema en pico de DM | 19 |
| Tabla 7: Costos del sistema en pico de DA | 21 |
| Tabla 8: Beneficio total de la VPP en los 3 casos de estudio | 22 |
| Tabla 9: Matriz de estado del arte | 28 |
| Tabla 10: Demanda del sistema | 35 |
| Tabla 12: Datos de las líneas de transmisión | 35 |
| Tabla 11: Niveles de voltaje..... | 35 |
| Tabla 13: Datos de transformadores | 36 |
| Tabla 14: Datos de generadores | 36 |

PLANEACIÓN DE DESPACHO ÓPTIMO DE PLANTAS VIRTUALES DE GENERACIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA MEDIANTE FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA AC

Resumen

El sistema eléctrico se encuentra en un desarrollo constante, referente a la demanda requerida por el usuario, por lo cual, la generación convencional no abastece con plenitud a los sistemas eléctricos de potencia (SEP), y las pérdidas y costos de operación son cada día más elevados, por lo tanto, esta investigación plantea la inserción de plantas virtuales de generación (VPP), con el fin de brindar servicios de soporte al sistema y garantizar mayor visibilidad y participación de energías renovables no convencionales (ERNC) las cuales englobarán a una transición más amigable con el medio ambiente. Por lo cual, se implementará una heurística para el despacho de la VPP basado en flujos óptimos de potencia AC (FOP-AC). De esta manera se busca maximizar los beneficios de la VPP, minimizar los costos de la generación convencional y reducir las sobrecargas en horas pico suponiendo la existencia de VPP, respetando restricciones de balance de potencia activa y reactiva, límite de voltajes en los nodos y cargabilidad en las líneas de transmisión. Todo el análisis se lo efectuará en estado estable y para efectos de validación se utilizará el modelo de prueba del IEEE de 30 barras en el cual se analizarán diferentes casos de estudio. Para la simulación del SEP se usará Digsilent Power Factory, mientras que para la modelación y resolución del modelo de optimización se ocupará Matlab y GAMS respectivamente.

Abstract

The electrical system is in a constant development, referring to the demand required by the user, so the conventional generation does not fully supply the electrical power systems (EPS), and the losses and operating costs are increasing every day, therefore, this research proposes the insertion of virtual power plants (VPP), in order to provide support services to the system and guarantee greater visibility and participation of non-conventional renewable energies (NCRE) which will encompass to a more environmentally friendly transition. Therefore, a heuristic for the dispatch of VPP based on optimal power flows AC (OPF-AC) will be implemented in the device. In this way's seeks to maximize the benefits of VPP, minimize the costs of conventional generation and reduce overloads at peak times assuming the existence of VPP, respecting restrictions of active and reactive power balance, limit of voltages at the nodes and loadability in the transmission lines. All analysis will be performed in a stable state and for validation purposes the 30-bar IEEE test model will be used in which different case studies. Will be analyzed Digsilent Power Factory will be used for EPS simulation, while Matlab and GAMS will be used for modeling and resolution of the optimization model respectively.

Palabras Clave: Despacho económico, flujos óptimos de potencia AC, fuentes renovables, planeación de sistemas de potencia, plantas virtuales de generación. **Keywords:** Economic dispatch, optimal power flow AC, power system planning, renewable energy sources, virtual power plants.

1. Introducción

El mundo está evolucionando cada día y por lo cual, entra en una transición en la generación de energía y esto implica al desarrollo de redes inteligentes (SG) y la integración de la energía renovable no convencionales (ERNC) las cuales logran conformar una red eléctrica futura [1]. Debido al estado del planeta por la contaminación y calentamiento global se ha determinado la incorporación de nuevas fuentes generadoras como los aerogeneradores (TW) y la energía fotovoltaica (FV) los cuales generan energía de forma estocástica y provocan perplejidad a los sistemas eléctricos de potencia (SEP). Actualmente en los sistemas de distribución existe una gran desventaja, ya que la energía fluye de forma direccional, y para el desarrollo del SG se necesita controlar el flujo de potencia y mejorar el despacho de energía a cada uno de los consumidores [2]. En esta transición ingresa la generación distribuida (GD) la cual contempla los estados técnicos de la operación de explotación y de mercado de la red en funcionamiento. La estructura de los recursos de energía distribuida (DER), está aumentando rápidamente en todo el mundo, y estas se asocian principalmente con el requisito de un sistema energético sostenible con menos problemas ambientales, recursos energéticos más diversificados y mayor eficiencia energética [3]. Las unidades DER plantean nuevos desafíos que se deben abordar, en los cuales tenemos:

Participación en el mercado: es considerado como fuentes pequeñas de energía [4][5].

Generación estocástica: la generación de energía depende de las situaciones meteorológicas en las que se encuentren, por ende este tipo de variación limita la contribución a la red, provocando sanciones económicas asociadas con desequilibrios inesperados del sistema [5].

Independiente: las unidades DER se han caracterizado por trabajar de modo independiente y satisfacer demandas

locales, por lo cual, no existe una comunicación entre ellas y tampoco un control de operación el cual permita satisfacer demandas de todo el sistema. [5].

Para mejorar estos problemas se ha implementado las plantas virtuales de generación (VPP) las cuales abordan a estas unidades DER y garantizan los mismos beneficios de la generación convencional, como es la visibilidad, controlabilidad y funcionalidad en el mercado, el cual permitirá operar y comportarse como una sola unidad [5][6][7]. Las VPP se determinan como una “utilidad virtual” por Awerbuch y Preston, en donde los autores determinaron un paradigma de los mercados, por lo que dispone de una agrupación de pequeñas centrales de generación capaces de satisfacer a clientes específicos [8][9]. Este concepto de VPP se encuentra amparado por varias ideas y campos de estudio. Por ejemplo, en [9] [10][12][13] usan el concepto básico, y determinan que la VPP trabaja como una entidad capaz de alojar varias tecnologías como son las energías renovables no convencionales (ERNC), almacenamiento de energía, cargas controlables, las cuales están sujetas a un sistema de gestión de energía (EMS). Los objetivos principales de las VPP son minimizar pérdidas y costos de operación, y además maximizar las ganancias satisfaciendo la demanda según lo planificado. Todos los objetivos de la VPP se pueden decir que funcionan como servicios auxiliares en donde ayudaran al sistema a mejorar sus perfiles de voltaje, minimización de costos de la generación convencional y la disminución de pérdidas en el sistema [2][14][15]. Todos estos beneficios de la VPP serán corroborados por el EMS en donde se coordinará la dirección de flujo de energía en el sistema, y la comunicación entre las fuentes que lo componen será de forma bidireccional [5]. Las operaciones para cada unidad insertada en la VPP pueden ser programadas con anterioridad para definir puntos de entrega considerando las variaciones de energía de

los generadores asociados [16]. El EMS tiene la obligación de controlar y restringir el funcionamiento según los límites determinados de cada unidad para su óptima operación [17]. La VPP debe garantizar el compromiso de cada unidad asociada, por restricciones de seguridad y costos [13]. Por último la VPP debe manejar medidas de seguridad referente a la información confidencial de cada unidad, con el fin de garantizar que no exista ataques cibernéticos o físicos al sistema [18].

Dicho todas estas conceptualizaciones de la VPP se analizará el comportamiento al momento de realizar un despacho económico con el fin de reducir los costos de operación del sistema o simplemente maximizar la operación y ganancias de la VPP. En [10] formulan dos fases de operación del despacho, la primera es el despacho de todo el sistema por el operador, con el fin de minimizar los costos asociados del VPP desplegadas en el sistema. La segunda fase es el despacho de los generadores agregados considerando el sondeo de la primera fase para satisfacer la demanda versus la generación planificada, todo esto se lo realiza por medio de programación lineal. La implementación de las VPP se ha visto a menudo en problemas con la demanda variable, por ende en [19] determinan el despacho de VPP por medio de generación y reducción de escenarios según la demanda del sistema. El cual consiste en encontrar un escenario clave para el despacho óptimo de las VPP por medio de una coordinación y programación entre la VPP y la empresa a cargo del sistema, por lo cual, determinando la potencia total generada por la GD sea comercializada según las ofertas de mercado. En [20] presenta una estrategia para la inserción de varios mercados energéticos y satisfacer puntos controversiales en el sistema, tales como servicios auxiliares, respuesta a la demanda y así lograr maximizar ganancias tras la operación de la VPP, este documento se basa en la programación lineal de enteros

mixtos, donde permite dar una mejor confiabilidad del sistema y mejoras de perfil a la red de distribución, tras la inserción de todos los elementos de la VPP. En [7] propone un despacho dinámico de la VPP por medio de un modelo imperialista competitivo, el cual resuelve el despacho de potencia de cada GD según su productividad, considerando la variación de los precios de mercado por medio de una estimación puntual que ayuda a minimizar costos operativos de todo el sistema. Los autores en [13] realizan un despacho de VPP basándose en el compromiso unitario de las ERNC, y por medio de la estimación puntual modelan la probabilidad de los precios en el mercado eléctrico. En este documento determina los costos de las ERNC por medio del LCOE y a su vez realizan una variación en el sistema IEEE 30 barras para determinar el beneficio máximo de las VPP sin considerar restricciones propias del sistema. En [6] determina el despacho de VPP considerando los factores de riesgos que afectan al óptimo desempeño de la VPP. Estos riesgos se modelan mediante programación lineal de enteros mixtos de dos etapas, para obtener los parámetros inciertos del mercado eléctrico y de la generación de ERNC y así combatir los riesgos que perjudican a la VPP tras estos datos inciertos. Para realizar el despacho de VPP en [15] plantea un modelo combinado de intervalos y optimización determinista con el fin de maximizar beneficios de la VPP frente a los mercados eléctricos y así evaluar de mejor manera los datos estocásticos que envuelve a la VPP, para ello se usó un caso real, por ende los costos de mercado se ilustraron referente al caso de estudio, llevando a maximizar las ganancias de la VPP y tener un mayor enfoque al momento de realizar el despacho de las fuentes de energía asociadas a la VPP. La comunicación de la VPP con sus fuentes de energía es un tema controversial considerando la infraestructura que requiere, por ende, se plantea un despacho de VPP mediante una comunicación

limitada con sus fuentes de energía, para lo cual, usa el método Primal-Dual Sub-Gradiente, en el que determina el despacho de la GD sujeto a la comunicación interna entre ellas, esto no permite maximizar el beneficio de la VPP, pero si contribuye en la comunicación al momento de realizar un despacho óptimo al sistema por medio de la VPP.[21]

En Alemania se realizó un estudio de la rentabilidad a largo plazo de la VPP en donde determinaron la transformación gradual del SEP. Para desarrollar este estudio se evaluó varios puntos importantes y uno de ellos fue el análisis económico del mercado eléctrico por medio del modelo MICOESS-Europa que determina los precios de mercado real en cada hora, además del modelo ECOViPP el cual optimiza la operación económica del VPP. El estudio revela la rentabilidad a largo plazo de la VPP, considerando escenarios de crecimiento tecnológicos propios obteniendo ventajas significativas para la VPP, todos estos estudios deben regirse a un análisis de costo beneficio al momento de su ejecución. [22]. El proyecto EDISON se implementó en la isla de Bornholm en donde existe una gran penetración de ERNC y VE. Este fue un plan piloto para la carga de vehículos eléctricos (VE) y la conexión al sistema eléctrico a través de la VPP considerando restricciones e incertidumbres de la demanda propias del sistema. Este se desarrolla por medio de un plan para disminuir los riesgos de mercado y generación usando CVaR, el cual mitiga estos riesgos de operación y entrega de energía al sistema [23]. Otro proyecto piloto es el proyecto del Distrito de Shanghai Huangpu, el cual está enfocado a implementar una VPP para edificios comerciales y mitigar la demanda que es el 65% del consumo total de la región. Esta respuesta a la demanda debe considerar varios parámetros para que no exista un desequilibrio del sistema eléctrico. Por lo cual debe desarrollarse por modelos matemáticos avanzados que puedan

predecir el consumo de la demanda y el despacho óptimo de VPP.

El presente trabajo propone establecer una metodología que permita determinar el despacho óptimo de VPP en sistemas eléctricos de potencia, se considerará la energía eólica y solar como fuentes primarias de la VPP. La metodología se basará en flujos óptimos de potencia AC respetando restricciones de balance de potencia activa y reactiva, límite de voltajes en los nodos y reducción de pérdidas en las líneas de transmisión; todo el análisis se lo efectuará en estado estable. Para efectos de validación del modelo se utilizará el modelo de prueba del IEEE de 30 barras, en el cual se analizarán diferentes casos de estudio.

Esta investigación se encuentra organizado de la siguiente manera: en la sección II se realizó un estudio de las VPP y sus respectivos componentes. En la sección III se expresa el despacho económico y formulaciones matemáticas. En la sección IV se describe la formulación matemática del flujo óptimo de potencia AC. En la sección V se presenta la formulación del problema, casos de estudio y el algoritmo de solución. En la sección VI se presenta el análisis de resultados y en la sección VII finalmente concluimos este artículo.

2. Plantas virtuales de generación (VPP)

Existen múltiples estudios que describen el concepto de VPP, en ocasiones utilizando terminologías confusas en lugar de esclarecerlo. En [9] expresa un concepto principal de la de VPP y es uno de los más importantes hoy en día, varias investigaciones ofrecen a la VPP como un agregador y controlador flexible de la GD y los recursos de carga para soportar la operación de la red en momentos de congestión, donde la VPP ya no es una instalación monolítica, sino una suma de pequeños elementos cooperativos o a la vez un control de generación convencional propio del sistema [23][24].

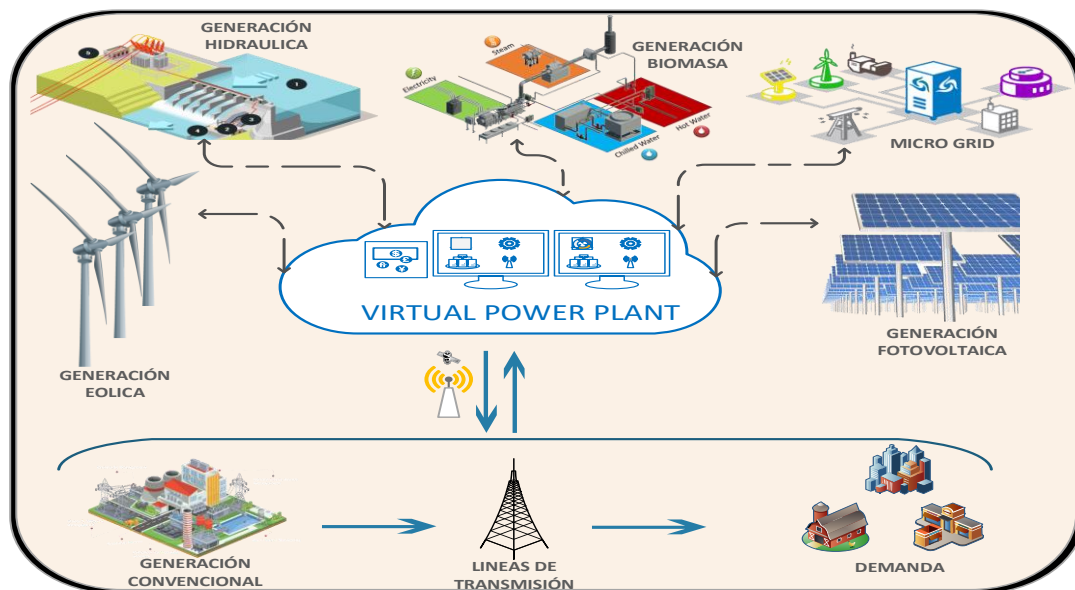


Figura 1. Estructura básica de la VPP

La alta eficiencia de la VPP garantiza la administración de la ERNC a través de la tecnología de la información y las comunicaciones, esto conlleva a la operación unilateral con la generación convencional propia del sistema, el cual debe ser manejado por un operador que se encarga de comunicarse con la red y el mercado de energía y así poder despachar la potencia necesaria para minimizar los costos de la generación convencional o a su vez compensar al sistema en momentos de contingencia o de demandas altas propio del sistema. [23][25]

Además la VPP trabaja de manera autónoma, y se puede decir que es una agregación de diferentes tipos de ERNC [9], con el fin de funcionar como una planta de energía única, que coordina los flujos de corriente procedente de los generadores, cargas controlables y almacenes de energía. En la Figura 1 se puede observar que cada unidad está conectada al EMS. La comunicación es bidireccional, por lo tanto, la VPP no solo puede recibir información, sino también puede emitir señales informativas de cada unidad integrada al sistema. [26].

La VPP estará en un área determinada de suministro de energía distribuida, carga controlable y sistemas de almacenamiento

de energía mediante el uso de una estrategia avanzada de comunicación y control para una participación general virtual en la operación de la red eléctrica [27]. Existe dos configuraciones de VPP según el propósito de agregación. La planta virtual de generación comercial (CVPP) y la planta virtual de generación técnica (TVPP) [28].

CVPP: es la encargada de la agregación comercial y a la vez optimizar y programa la producción de las unidades GD que representa las características de costo y operación. El perfil de las CVPP incluye el comercio mayorista de la energía, el equilibrio de las carteras de negociación y la prestación de servicios. De igual manera optimizará la potencia que ingresa al mercado eléctrico, realizando intercambio de energía y presentando información del cronograma GD desde cualquier ubicación geográfica del sistema. Se podría determinar que las funciones del CVPP también deben incluir los siguientes puntos.[5][29]

- Mantenimiento de la GD
- Predicción de la potencia de la GD referente a la demanda
- Generar ofertas al mercado eléctrico
- Optimización diaria y programación de generación.[30]

TVPP: es la encargada de ofrecer servicios auxiliares y de equilibrio en la misma localización geográfica. Consiste en asegurar la calidad de energía y de la misma manera garantizar niveles de tensión y frecuencia del sistema. La TVPP obtiene de las CVPP la información de las GD y los datos relativos de operación, parámetros y costos en tiempo real. El TVPP permitirá la visibilidad, contribución y uso óptimo de la capacidad de las unidades GD en el sistema. Se podría determinar que las funciones del TVPP también deben incluir los siguientes puntos. [5][29]

- Monitoreo continuo de la condición del sistema.
- La TVPP se compone por GD alojada en el mismo sitio geográfico.
- Considera restricciones propias del sistema. [29] [30]

2.1. Infraestructura de comunicación del VPP

Se necesita recibir información sobre el estado de cada unidad asociada a la VPP. La característica principal de la VPP es que cada unidad esté conectada directa o indirectamente con el SEP, de modo que el centro de control puede recibir la información sobre el estado real del participante como muestra en la Figura 1. Por lo tanto, es importante proporcionar la infraestructura de comunicación para el flujo e intercambio de datos [31]. La red debe tener un carácter local, para poder compartir la información con sus diferentes equipos de forma inmediata, y debe ser lo suficientemente rápido para evitar el retardo de las operaciones de la VPP, además, tienen la capacidad para la extensión de nuevos dispositivos y así mejora brevemente al sistema [3][5]. Si existen varios elementos asociadas a la VPP estos pueden ralentizar la comunicación y envío de datos o a su vez pueden insistir tanto al medio de comunicación que pueden causar una caída del sistema [32].

2.2. Sistema de gestión de energía (EMS)

El sistema de gestión de energía (EMS) es el corazón de la VPP, ya que recoge todos los datos de las unidades de generación, cargas controlables y almacenamiento. [5] El EMS dispone de algoritmos de predicción para proporcionar ofertas en el mercado eléctrico, de acuerdo con los datos disponibles en el sistema, las señales de control envían los datos a la VPP realizando una predeterminación de trabajo de las mismas, con el fin de minimizar los costos, la contaminación ambiental o simplemente garantizar estabilidad al sistema.[30] Este elemento se basa en varios objetivos técnicos de gestión de energía y son las siguientes.

- Desplazamiento de la demanda en periodos pico. Este es muy utilizado para aplanar la curva de demanda diaria, y en consecuencia ayuda al sistema en la reducción de pérdidas en las líneas de transmisión.
- Redireccionamiento de energía cuando el sistema entre en contingencia.
- Compra de energía en costos mínimos para almacenarlo y venderlos cuando la demanda llegue a sus puntos pico.

El EMS puede llegar a un colapso si existe una sobrecarga en el medio de comunicación o a la vez puede ralentizar al funcionamiento del sistema, provocando datos falsos al momento del despacho de potencia de los generadores, por lo cual la GD no puede comunicarse de manera individual si se encuentra en la misma barra, esta debe usar algún método de identificación para no provocar colapsos de comunicación con el EMS. [30]. Cabe recalcar que el EMS deberá contar con datos precisos de las fuentes asociadas y para ello tendrá que disponer del apoyo de los elementos de medición de cada GD, por lo tanto, las PMU deberán estar ubicadas de tal manera no perjudique la observabilidad del SEP [33][34][35], y permita el óptimo desarrollo de la VPP [3].

2.3. Energía renovable como fuentes primarias de la VPP

La implementación de generadores renovables no convencionales puede tener un gran impacto en los SEP, ya que estos dispositivos dependen de condiciones meteorológica y al no producir una potencia de energía determinada pueden afectar al SEP provocando desbalances y colapsos del sistema. No obstante este tipo de energía en [36], [37] lo determina de una manera limpia de producir energía, comparada con la generación convencional, ya que aprovecha los recursos naturales del medio ambiente [38]

2.3.1. Generación fotovoltaica

Este tipo de generación aprovecha un recurso natural renovable para generar electricidad la cual es la radiación solar, está suministra directamente la radiación electromagnética del haz de luz, excitando un material principalmente de silicio y termo solares los cuales son conexionados en serie y/o paralelo. [39] En los últimos años la fabricación y precios de estos componentes son muy accesibles a la comunidad, por lo que ha permitido una reducción notable de los costos de la generación convencional. Estos recursos son viables en zonas aledañas o zonas con difícil acceso a la red convencional [40]. Para determinar su potencia se debe considerar ciertos factores los cuales son los siguientes:

- Datos de radiación global.
- Temperatura ambiente
- Datos del fabricante del módulo fotovoltaico.

En la ecuación (1) y (2) expresan los datos de la irradiación solar y sus respectivas condiciones de trabajo [41].

$$T_{cell} = T_{amb} + \frac{(NOCT - 20)}{800} * G \quad (1)$$

$$P_{ph} = P_{stc} = \left\{ \frac{G}{1000} [1 + \alpha (T_{cell} - 25)] \right\} \quad (2)$$

Donde

| | |
|------------|--|
| G | Irradiación solar |
| T_{amb} | Temperatura ambiente |
| $NOCT$ | Condiciones de temperatura nominal |
| α | Coefficiente de potencia - temperatura |
| T_{cell} | Temperatura de la celda |
| P_{ph} | Potencia de salida de la celda |
| P_{stc} | Potencia bajo condiciones estándar de prueba |

Luego de obtener los datos de la radiación solar, esta procede a mostrar la generación de energía de los paneles fotovoltaicos tal como muestra la ecuación (3). [42]

$$E_t = 3.24 * M_{PV} (1 - 0.0041(T_t - 8)) * S_t \quad (3)$$

Donde

| | |
|----------|--|
| E_t | Potencia generada |
| M_{PV} | Capacidad de cada panel fotovoltaico multiplicado por el número total de paneles instalados. |
| T_t | Temperatura ambiente |
| S_t | Datos de radiación en el momento t |

2.3.2. Generación eólica

Esta generación aprovecha un recurso natural renovable como es el viento, el cual se basan en aprovechar la energía cinética del viento para transformar en energía eléctrica por medio de la energía mecánica. Para realizar esta conversión de energía se usa los aerogeneradores los cuales deben ser flexibles para poder equilibrar los errores que genera la predicción de viento. Este tipo de generadores requieren de diversos parámetros relativos al viento que son fundamentales para dimensionarlos; como por ejemplo la velocidad, las variaciones diarias, mensuales y estacionales de la misma para los sitios que presentan condiciones favorables [36] A continuación se expresa en la ecuación (4) donde se determina la potencia generada por los aerogeneradores [41].

$$P = \frac{1}{2} (\rho * A * u^3) \quad (4)$$

Donde

| | |
|--------|-------------------------------|
| P | Potencia generada |
| ρ | Densidad del aire |
| A | Área de barrido por el viento |
| u^3 | Velocidad del viento |

3. Despacho económico

El desarrollo del despacho económico se basa en el análisis de las unidades generadoras las cuales deben abastecer al sistema eléctrico para definir la combinación óptima de generadores en un instante concreto para una demanda particular. Tomando en cuenta las características del SEP y la curva de la demanda con relación al tiempo, se vuelve relevante cubrir la demanda con costos económicos de producción, lo cual involucra planificaciones a corto, mediano y largo plazo. Por lo cual, es necesario conocer el comportamiento de los generadores que se encuentran disponibles en el SEP, para lo cual se debe conocer los costos asociados en la operación del generador, además de las curvas características de entrada y salida de los generadores las cuales deben ser modeladas de forma idealizada [43]. Como ya se ha mencionado anteriormente este despacho económico se basa en ciertos costos de operación los cuales son los siguientes.

3.1. Costos fijos

Como su nombre lo dice son fijos y se puede decir que son los costos para mantener la empresa funcionando, es decir este monto siempre va a ser constante sin importar la actividad de la empresa.

3.2. Costos variables

Estos costos se pueden expresar de forma lineal, cuadrática o polinomial de alto orden. Estas variables son calculadas por medio de un procedimiento de ajuste de curva, en que la sumatoria de los errores al cuadrado entre los costos actuales y los calculados por la función sintetizado es mínima. Este despacho económico está sujeto a restricciones para determinar soluciones enteras factibles, por lo tanto,

implica el uso de funciones binarias las cuales están sujetas a restricciones operativas inherentes de cada unidad de generación permitiendo obtener un óptimo global [43]. Ya conceptualizados estos términos se procede a determinar la función de costos para las diferentes fuentes generadoras implicadas en nuestra investigación.

Para calcular los costos de los generadores convencionales se usa la ecuación (5) y para la obtención del costo marginal está se la deriva respecto a la potencia como muestra la ecuación (6) según [44].

$$C_{Pj} = \sum_{i=1}^{N_G} \frac{a_i}{2} P_g^2 + b_i P_g + c_i \quad (5)$$

$$\lambda_i = \frac{dC_{pj}}{dP_g} = aP_g + b \quad (6)$$

Donde

| | |
|-----------------|---|
| P_g | Potencia activa de generación |
| a_i, b_i, c_i | Costos de la generación de la potencia activa |
| N_G | Cantidad de generadores |

Para la ERNC la función de costo puede ser más compleja y se debe considerar ciertos parámetros estocásticos [45]. Tal como muestra la ecuación (7) y (8) según [42] esta ecuación determina todo el costo que implementa la ubicación de ERNC y para ello se usa el Levelized Cost of Electricity (LCOE) para declarar sus costos.

$$F_{Pi} = aI^P P_i + G^E P_i \quad (7)$$

$$a = \frac{r}{[1 - (1 + r)^{-N}]} \quad (8)$$

Donde

| | |
|-------|---|
| a | Coefficiente de anualización (retorno de inversión) |
| I^P | Costo de inversión [\$/MW] |
| P_i | Potencia de generación ERNC |
| G^E | Costo de O&M |
| N | Vida útil (se considera 20 años) |

r Tasa de interés (se considera 0.09 para casos de estudio)

Cabe recalcar que este trabajo no se enfoca en este análisis de costos de la ERNC y se determina usar la misma función cuadrática como muestra la ecuación (5) considerando que estas energías tienen un despacho preferencial y se paga un costo fijo de 0 \$/kWh, y a la vez despachando toda la energía producida [44].

3.3. Despacho óptimo de VPP

Para realizar un despacho óptimo por parte de la VPP esta debe trabajar como una sola planta de generación en el mercado eléctrico, para que esta se pueda visualizar con mayor robustez y confiabilidad frente al mercado eléctrico, con el fin de maximizar sus ganancias cubriendo un porcentaje de la demanda del sistema [11]. El despacho debe considerar algunos puntos específicos como la generación de energía estocástica de las fuentes asociadas, los precios en el mercado eléctrico y la demanda del sistema [23].

3.3.1. Análisis de ERNC

El análisis de variables estocásticas que emite la ERNC puede ser analizado por el método de Monte Carlo (MC), el cual se basa en funciones probabilísticas de estimación acumulada y se obtiene de forma analítica, para determinar que la función estocástica este en función de la probabilidad [23][46]. Para determinar una aproximación del modelado del viento que sea flexible lo determina la ecuación (9) según [47]

$$V_w(T) = V_{wa} + V_{wr}(t) + V_{wg}(t) + V_{wt}(t) \quad (9)$$

Donde

V_{wa} Valor promedio

$V_{wr}(t)$ Componente de la rampa, representa un incremento continuo de la velocidad del viento en el tiempo

$V_{wg}(t)$ Componente que representa una ráfaga de viento en el tiempo

$V_{wt}(t)$ Componente que representa una turbulencia en el tiempo

De la misma manera en la ecuación (10) (11) se representa una estimación de radiación solar como lo señala [48]

$$G = G_o K_{t-R}^{m_a} \quad (10)$$

$$K_{t-R}^{m_a} = 0.7002 + 1.6851 \times 10^{-3} + A^{0.5723} \quad (11)$$

Donde

G Irradiación

G_o Irradiación inicial

m_a Masa del aire

K_{t-R} Índice de claridad representativo

A Altura sobre el nivel del mar

3.3.2. Mercado eléctrico

El mercado eléctrico se encuentra en variaciones constantes tales como los costos de producción y los costos referenciales a su producción, por lo tanto, gracias a la agencia internacional de energías renovables (IRENA) recalcan los costos referenciales a nivel mundial y promueve el uso sostenible de todas las fuentes renovables, en donde basándose en estudios, subastas y datos históricos denominan los diferentes costos a la ERNC tal como muestra la Tabla 1, en donde se puede encontrar el costo de instalación, el costo de O&M y la oferta al mercado eléctrico [49].

Tabla 1: Tendencia de costos de la ERNC (IRENA-LCOE)

| Tecnologías | | Subasta [kWh] | O&M [kWh] | Instalación [kW] |
|-------------|--------------|---------------|-----------|------------------|
| Solar | Fotovoltaica | 0.068 | 0.0021 | 995 |
| | Concentrada | 0.182 | 0.03 | 5774 |
| Eólica | Onshore | 0.053 | 0.0064 | 1473 |
| | Offshore | 0.115 | 0.0077 | 3800 |

3.3.3. Demanda estocástica

La variación constante de la demanda es uno de los problemas al momento de determinar la optimización de la VPP. La demanda de carga fluctúa en cambios

estacionarios además del uso indistinto del consumidor y diversas emergencias del mismo. Para determinar estas variables estocásticas existes varios métodos como el Análisis de Intervalo (IA) el que determina los límites inferiores y máximos para determinar una demanda media pronosticada. Método de estimación puntual (PEM), se calcula mediante la distribución de probabilidad en las variables de entrada, considerándose uno de los más precisos [23]. Esta investigación se basa en mitigar la demanda en ciertas horas pico, en consecuencia, la demanda será predeterminada y no se dimensionarán estas variables.

4. Formulación matemática para flujos de potencia AC

Para empezar a modelar el sistema se debe conocer los parámetros iniciales del sistema, por lo cual es necesario simular un flujo de potencia (FP) del sistema [50][51].

4.1. Flujos de potencia (FP)

El FP consiste en determinar los flujos de carga que circulan en el SEP, mediante el voltaje en cada barra y las impedancias en las líneas de transmisión que interconectan a cada barra. Para ello se necesita saber los parámetros iniciales del sistema como la matriz de admitancia el cual abarca los datos de impedancias de las líneas de transmisión. Para encontrar la conexión entre las barras del SEP se aplica las ecuaciones (12), (13) y (14). La matriz de admitancia mutua está definida en (15) y para sintetizar se la divide entre la admitancia propia y se determina la matriz en (16), mientras que la ecuación (17) muestra la matriz de admitancia propia [52][53].

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} + j|Y_{ij}| \sin \theta_{ij} = G_{ij} + B_{ij} \quad (12)$$

$$B_{ij} = \frac{X}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} \quad (13)$$

$$G_{ij} = \frac{R}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} \quad (14)$$

$$Y_{in} = -Y_{in} \angle \theta_{in} \quad (15)$$

$$Y_{in} = \begin{matrix} 0 & -Y_{in} & \dots & -Y_{in} \\ -Y_{in} & 0 & -Y_{in} & \vdots \\ \vdots & -Y_{in} & 0 & -Y_{in} \\ -Y_{in} & \dots & -Y_{in} & 0 \end{matrix} \quad (16)$$

$$Y_{ii} = -\sum_{j=1}^N -Y_{in} \angle \theta_{in} \quad (17)$$

Donde

- Y_{ij} Suma de las admitancias conectadas a la barra
- B_{ij} ij-ésimo elemento de la matriz mutua de susceptancia nodal
- G_{ij} ij-ésimo elemento de la matriz mutua de la conductancia nodal
- θ_{ij} ij-ésimo ángulo de voltaje
- R Resistencia
- X Reactancia
- R_{ij}^2 Resistencia de la línea de transmisión desde el nodo i hacia el nodo j
- X_{ij}^2 Reactancia de la línea de transmisión desde el nodo i hacia el nodo j

Como resultado de las aplicaciones matemáticas, la matriz de admitancia estará conformada en (18) y (19) Así mismo, el voltaje en la barra (i) para cada una de las barras viene dado por (20) [54].

$$Y_{in} = Y_{in} + Y_{ii} \quad (18)$$

$$Y_{in} = \begin{matrix} Y_{ii} & -Y_{in} & \dots & -Y_{in} \\ -Y_{in} & Y_{ii} & -Y_{in} & \vdots \\ \vdots & -Y_{in} & Y_{ii} & -Y_{in} \\ -Y_{in} & \dots & -Y_{in} & Y_{ii} \end{matrix} \quad (19)$$

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| \cos \delta_i + j|V_i| \sin \delta_i \quad (20)$$

Donde

- Y_{in} Matriz de admitancia
- $|V_i|$ Magnitud de voltaje en el nodo i

δ_i Ángulo del voltaje en el nodo i

Para continuar el flujo de potencia se debe usar las ecuaciones (21) y (22) las cuales calculan la corriente en cada bus con la ayuda de la Y de barra o matriz de admitancias y los voltajes de cada uno de las barras.

$$\begin{bmatrix} I_{ij} & \cdots & I_{ij} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ I_{ij} & \cdots & I_{ij} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_i Y_{ii} & -V_i Y_{ii} & \cdots & -V_i Y_{ii} \\ -V_i Y_{ii} & \ddots & -V_i Y_{ii} & \vdots \\ \vdots & -V_i Y_{ii} & \ddots & -V_i Y_{ii} \\ -V_i Y_{ii} & \cdots & -V_i Y_{ii} & V_i Y_{ii} \end{bmatrix} \quad (21)$$

$$\begin{aligned} I_i &= Y_{11}V_1 + Y_{12}V_2 + \cdots + Y_{in}V_{in} \\ &= Y_{ii}V_i + \sum_{n=1}^N Y_{in}V_{in}, i \in N \end{aligned} \quad (22)$$

Donde

I_i Corriente del nodo i
 Y_{in} In-ésimo elemento de la matriz de admitancia
 V_{in} Voltaje en el nodo n
 N Cantidad total de nodos

Las ecuaciones (23) y (24) muestran de forma general el flujo de potencia activa y reactiva que circula de una barra a otra, los cuales determinan los balances de potencia en cada barra.

$$\begin{aligned} P_i &= \\ &|V_i|^2 |g_{ik} - |V_i| \sum_{k=1}^n |V_k| (g_{ik} \cos \delta_{ik} \\ &+ b_{ik} \sin \delta_{ik}) \end{aligned} \quad (23)$$

$$\begin{aligned} Q_i &= \\ &-|V_i|^2 |b_{ik} - |V_i| \sum_{k=1}^n |V_k| (g_{ik} \sin \delta_{ik} \\ &- b_{ik} \cos \delta_{ik}) \end{aligned} \quad (24)$$

Donde:

P_i Potencia activa en la barra i
 Q_i Potencia reactiva en la barra i
 $|V_i|$ Voltaje en la barra i

$|V_k|$ Voltaje en la barra k
 g_{ik} Elemento de la matriz de conductancia mutua
 b_{ik} Elemento de la matriz de susceptancia mutua
 δ_{ik} Angulo de voltaje entre la barra i y la barra k

Bajo estos cálculos se puede visualizar los ángulos y magnitudes de los voltajes, pérdidas en el sistema, flujo de potencia activa y reactiva, etc. Este FP no considera una óptima operación del SEP, por lo cual se conduce a calcular un Flujo óptimo de potencia (FOP), para poder desarrollar problemas de maximización o minimización referente a la producción y despacho de energía.

4.2. Flujo óptimo de potencia AC

Por medio del FOP AC se realizará el despacho de los generadores según la necesidad del sistema, determinando una minimización o maximización de una función objetivo. Cabe recalcar que para resolver este problema se usa la programación no lineal de enteros mixtos (MINLP) con el fin de satisfacer variables y restricciones sujetas a condiciones de operación del sistema. Este se rige a condiciones establecidas por las variables de control las mismas que se modifican según la necesidad del problema. En la ecuación (25) se expresa dicho argumento como muestra [55]

$$\begin{cases} \min f: f(x, y) \\ \text{sujeto: } g(x, y) \leq 0 \\ \text{integer: } x \in X; y \in Y \end{cases} \quad (25)$$

Donde:

$f(x, u)$ Función no lineal (x: variable a ser controlada, potencia activa del generador; u: es la variable de estado, representa la potencia activa en un punto de equilibrio)
 $g(x, u)$ Restricción de igualdad (balances de potencia)
 X, Y Restricciones de variables tipo delimitadoras

5. Planteamiento del problema

El presente estudio, se basa en un modelo heurístico que permita el despacho óptimo de VPP mediante flujos óptimo de potencia AC (FOP-AC), considerando la energía renovable no convencional (ERNC) como fuentes de abastecimiento. La VPP se determinará de forma técnica (TVPP), con el fin de mitigar los picos de demanda en ciertas horas del día, tal como muestra la Figura 3 donde se especifica los puntos a ser estudiados. La VPP contendrá 4 fuentes de generación, 2 fotovoltaicas y 2 eólicas las cuales se asumirá que ya están instaladas en el nodo 10, 14, 25 y 28 tal como muestra la Figura 2. Por motivos de estética la ERNC se mostrará como un solo generador, además se debe considerar que estas tecnologías producen energía de forma estocástica por lo cual se asumirá que disponen de un sistema de almacenamiento propio para despachar energía en las horas donde no tenga una productividad mayor del 30% con el fin de poder suministrar energía a cualquier hora según la necesidad del SEP. Cabe recalcar que este sistema de almacenamiento no está sujeto a esta investigación.

5.1. Modelo heurístico

El modelo heurístico cuenta con una función objetivo (1) que sirve para realizar el despacho de la VPP, tal como muestra la ecuación (26), y la función objetivo (2) determinara el costo total del sistema tras el despacho de la VPP, fuentes convencionales y la venta de energía al sistema, tal como muestra la ecuación (27).

$$\begin{aligned}
 Costo_{VPP} = & \\
 & \sum_{i=1}^N (U_g * P_{g_{FV,t}} * C_{e_{FV}} \\
 & \quad * f_{u_{FV,t}} + S_{g_{FV}}) \\
 & + \sum_{i=1}^N (U_g * P_{g_{WT,t}} * C_{e_{WT}} \\
 & \quad * f_{u_{WT,t}} + S_{g_{WT}})
 \end{aligned} \quad (26)$$

$$\begin{aligned}
 \min Costo_{tot} = & \sum_{i=1}^N Costo_{VPP} \\
 & + \sum_{i=1}^N Costo_{conv} \\
 & + PT_{VPP} * C_{e_{MD}}
 \end{aligned} \quad (27)$$

Donde.

| | |
|----------------|--|
| U_g | Variable binaria |
| $P_{g_{FV,t}}$ | Potencia de generación fotovoltaica en t |
| $C_{e_{FV}}$ | Costo de la generación fotovoltaica |
| $f_{u_{FV,t}}$ | Factor de utilidad del generador fotovoltaico en t |
| $S_{g_{FV}}$ | Costo de arranque o parada de la generación fotovoltaica |
| $P_{g_{WT,t}}$ | Potencia de generación eólica en un t |
| $C_{e_{WT}}$ | Costo de la generación eólica |
| $f_{u_{WT,t}}$ | Factor de uso del generador eólico en un t |
| $S_{g_{WT}}$ | Costo de arranque o parada de la generación eólica |
| PT_{VPP} | Potencia total entregada al sistema por medio de la VPP |
| $C_{e_{MD}}$ | Costo de venta de energía al sistema |

En lo referente a los costos de la generación convencional se ha considerado mantener los datos propios del sistema de prueba IEEE 30 barras, y para la ERNC se consideran costos que se acoplen al sistema de prueba, considerando que este modelado es genérico. Para la ERNC se debe considerar la disponibilidad y volatilidad del viento e irradiación solar. Para ello además de asumir sus fuentes de almacenamiento se implementará un factor de utilidad (fu) donde se asimila las curvas de probabilidad de generación de energía en un periodo de 24 horas y las cuales se usarán para el despacho de las ERNC, siempre y cuando la ERNC este generando más del 30% de productividad, caso contrario se asumirá la entrega del 60 % gracias a su fuente de almacenamiento asumida en nuestro caso de estudio.

5.2. Restricciones del sistema

Determinadas las ecuaciones de FOP-AC, debe plantear las restricciones a ser aplicadas para la resolución de este problema. Por lo cual se empieza

determinando restricciones de igualdad en las potencias activas y reactivas como muestra las ecuaciones (28) y (29), además determinamos los límites de generación de potencia activa y potencia reactiva como muestra las ecuaciones (30) y (31) donde la potencia de los generadores debe pertenecer en ciertos rangos de funcionamiento tanto para la generación convencional como para la ERNC.

La ecuación (30) determina la productividad de la potencia activa, mientras tanto los niveles de la potencia reactiva son establecidos por la curva de capacidad y la ecuación (31) explica estos límites de potencia reactiva [56].

$$PG_i - PD_i = \sum_{k=1}^n |V_i||V_k| * (g_{ik} \cos \delta_{ik} + b_{ik} \sin \delta_{ik}) \quad (28)$$

$$QG_i - QD_i = \sum_{k=1}^n |V_i||V_k| * (g_{ik} \sin \delta_{ik} - b_{ik} \cos \delta_{ik}) \quad (29)$$

$$PG_{i,min} \leq PG_i \leq PG_{i,max} \quad (30)$$

$$QG_{i,min} \leq QG_i \leq QG_{i,max} \quad (31)$$

Donde:

| | |
|---------------|---|
| PG_i | Potencia activa generada al bus i |
| PD_i | Potencia activa demanda del bus i |
| QG_i | Potencia reactiva generada al bus i |
| QD_i | Potencia reactiva demanda del bus i |
| $ V_i $ | Magnitud del voltaje en el nodo i |
| $ V_k $ | Magnitud del voltaje en el nodo k |
| g_{ik} | Elemento de la matriz de conductancia mutua |
| b_{ik} | Elemento de la matriz de suceptancia mutua |
| δ_{ik} | Angulo de voltaje entre la barra i y la barra k |
| $PG_{i,min}$ | Potencia activa de generación en la barra i |
| $QG_{i,min}$ | Potencia reactiva de generación en la barra i |

Para determinar al sistema como estado estable es necesario considerar restricciones de desigualdad, por lo cual se determina limitaciones de tensión como se muestra en la ecuación (32) y de igual manera los ángulos deben permanecer en límites estables para la operación del sistema, como muestra la ecuación (33) [57].

$$V_{i,min} \leq V_i \leq V_{i,max} \quad (32)$$

$$\delta_{i,min} \leq \delta_i \leq \delta_{i,max} \quad (33)$$

Donde:

| | |
|------------|-----------------------|
| V_i | Voltaje en la barra i |
| δ_i | Ángulo en la barra i |

Se debe determinar una restricción de flujo de potencia activa y reactiva para las líneas de transmisión el cual va de un nodo a otro nodo, por lo tanto, se ha determinado las ecuaciones (34) y (35) las cuales están establecidas según las leyes de Kirchoff.

$$P_{i,k} = [V_i^2 * Y_{ii} - |V_i||V_k|(g_{ik} \cos \delta_{ik} + b_{ij} \sin \delta_{ik})] \quad (34)$$

$$Q_{i,k} = [-V_i^2 * Y_{ii} - |V_i||V_k|(g_{ik} \sin \delta_{ik} - b_{ij} \cos \delta_{ik})] \quad (35)$$

Donde:

| | |
|---------------|---|
| $P_{i,k}$ | Potencia activa en la barra i, k |
| Y_{ii} | Admitancia del bus i |
| $Q_{i,k}$ | Potencia reactiva en la barra i, k |
| V_i | Voltaje de la barra i |
| $ V_i $ | Voltaje en la barra i |
| $ V_k $ | Voltaje en la barra k |
| g_{ik} | Elemento de la matriz de conductancia mutua |
| b_{ik} | Elemento de la matriz de suceptancia mutua |
| δ_{ik} | Angulo de voltaje entre la barra i y la barra k |

Finalmente se determina una variable binaria que es utilizada por el optimizador para analizar cada generación asociada a la VPP, estableciendo si es la mejor opción de

encender y proceder al despacho, dando una señal de encendido o apagado, mostrando la opción 1 si se integró al sistema o el valor de 0 si no se integró, la ecuación (36) modelara lo antes descrito.

$$U_g \in \{0,1\} \quad (36)$$

Ya determinada la variable binaria, está debe limitar ciertos parámetros para los recursos energéticos, los cuales deben mantener la potencia generada entre los niveles máximos y mínimos, multiplicado por la ecuación de las variables binarias de

decisión, esto se muestra en las ecuaciones (37), (38), (39) y (40).

$$PG_i \leq PG_{i\max} * U_g \quad (37)$$

$$PG_i \geq PG_{i\min} * U_g \quad (38)$$

$$QG_i \leq QG_{i\max} * U_g \quad (39)$$

$$QG_i \geq QG_{i\min} * U_g \quad (40)$$

Donde:

$PG_i; QG_i$ Potencia activa y reactiva despachada por cada generador ubicado en el nodo i

U_g Variable binaria

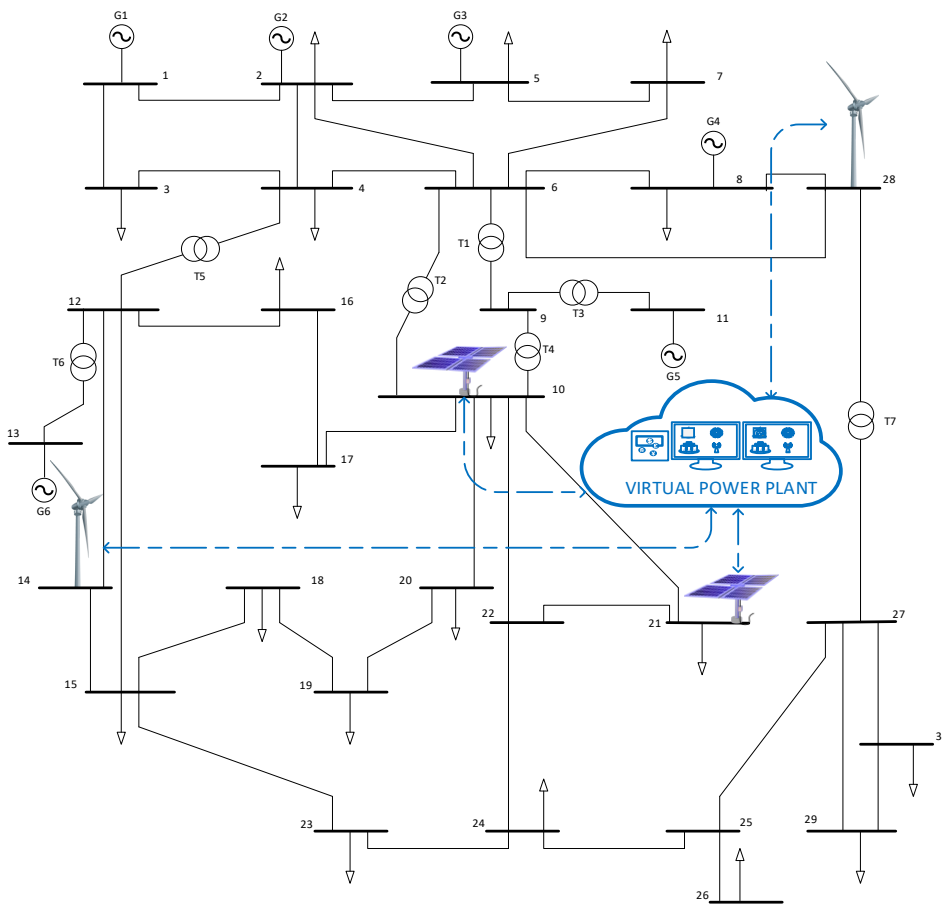


Figura 2. Diagrama del sistema IEEE 30 barras modificado con ERNC-VPP

5.3. Procedimiento de solución

Para resolver el problema de optimización planteado, se utiliza el software General Algebraic Modeling System (GAMS), el

cuál es el encargado de determinar el FOP-AC y las determinadas funciones objetivo planteadas anteriormente. A continuación, en la Tabla 2, se observa el pseudocódigo donde detalla el proceso de despacho de la VPP.

Tabla 2: Pseudocódigo del despacho de VPP por medio de FOP-AC

| Pseudocódigo de simulación | |
|----------------------------|--|
| Paso 1: | Ingresos de datos del SEP |
| Paso 2: | Set Parámetros: Admitancias |
| Paso 3: | Calcular: Matriz de admitancias Definir: Sumatoria de admitancias Realizar: Producto entre admitancias y voltajes de las barras Determinar: Admitancia de cada barra Despejar: Matriz de admitancia |
| Paso 4: | Indicar: Valores iniciales del SEP Set: Variables de potencia, voltajes, ángulos, etc. Realizar: Balance de potencia, Calculo de flujo en LT, Calculo de perdidas, etc. |
| Paso 5: | Plantear: Función Objetivo (1) y (2) Realizar: Calculo de costos generación convencional Realizar: Proceso de despacho de VPP según optimización de variable binaria Definir: Restricciones de igualdad Definir: Restricciones de desigualdad |
| Paso 6: | Visualización de Resultados Despacho de VPP + Despacho de generación convencional, Costo total del sistema, Costo de venta de energía, Ganancia global de la VPP |
| Paso 7: | Grafica de resultados |
| Paso 8: | Fin |

5.4 Descripción del caso de estudio

Nuestro caso de estudio se enfocará en el sistema IEEE de 30 barras en estado estable. El cual está conformado por 6 generadores convencionales ubicados en la barra 1, 2, 5, 8, 11 y 13; además cuenta con 34 líneas de transmisión, 7 transformadores y 21 cargas adheridas al sistema tal como muestra la Figura 2, todos los datos del sistema se ubican en el Anexo 1. La carga instalada es de 325 MW, la cual está distribuida por todo el sistema. La curva diaria de carga se determina según [58] obteniendo como resultado la Figura 3. Para realizar el despacho de las VPP se han determinado 3 puntos específicos en la demanda tal como muestra la Figura 3, con el fin de determinar

el aporte y la ganancia de la VPP en cada uno de estos escenarios en donde existe un incremento brusco en la demanda.

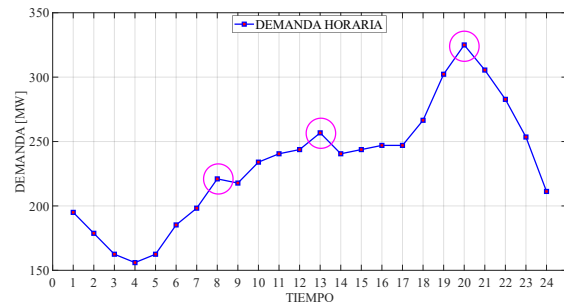


Figura 3. Demanda diaria para el caso de estudio

Estos picos de demanda específicos se ha denominado como demanda baja (DB), demanda media (DM) y demanda alta (DA), para los diferentes despachos de la VPP a continuación en la Tabla 3 se detalla las potencias en estos puntos específicos.

Tabla 3: Potencia de la demanda en puntos específicos

| Potencia | D. Alta | D. Media | D. Baja |
|-------------------|---------|----------|---------|
| P. Activa (MW) | 325 | 256.75 | 221.07 |
| P. Reactiva (MVA) | 144.75 | 114.84 | 98.44 |

La generación del sistema se define como convencional y se respetara los índices propios. Para la ERNC se determinó ciertos parámetros y costos para que se visibilicen y se acople al sistema. Las cuales tienen una relación lineal entre la producción y su costo, tal como se evidencia en la Tabla 4. Cabe mencionar que este tipo de generación tiene una prioridad de despacho y su costo marginal es cero.

Tabla 4: Características de las ERNC asociadas a la VPP

| ERNC - VPP | | Fotovoltaica | Eólica |
|-------------------------|------------------|--------------|--------|
| COSTO | a | 0 | 0 |
| | b | 1.75 | 2 |
| | c | 0.03 | 0.03 |
| | Venta [\$/MWh] | 3.8 | 2.9 |
| | Conexión | 0 | 0 |
| | Ubicación [nodo] | 10, 21 | 14, 28 |
| Potencia instalada [MW] | | 20 | 20 |

Como primer paso para resolver nuestro problema se realizará el FOP-AC

considerando sus restricciones detalladas anteriormente, este prestará información del estado del sistema y determinar el refuerzo que requiere referente al pico de demanda, eso quiere decir que el despacho de las VPP influirá por la demanda en la que el sistema se encuentre. Como segundo paso ya determinadas las condiciones del sistema por medio del FOP AC se realizará el despacho de la VPP según la necesidad del sistema y utilidad que dispongan las ERNC asociadas en un determinado tiempo. Esto se llevará a cabo por medio de una función binaria la cual determinará 1 para encender o 0 para mantenerla apagada a cualquier ERNC. Con este paso el FOP-AC evaluará nuevamente al sistema y determinará el nuevo despacho de la generación convencional y el nuevo estado del sistema, con estos datos se podrá determinar el costo total del sistema, considerando el despacho de la generación convencional, el despacho de la VPP y el cobro por la venta de energía. El despacho de las VPP busca la maximización de ganancias al momento de vender energía y la minimización de costos de la generación convencional, además de la estabilidad del sistema y la reducción de la contaminación ambiental. Como se mencionó anteriormente las ERNC dispondrán de un factor de utilidad por su generación estocástica, por lo cual en la Figura 4 se podrá observar la utilidad de las mismas en un periodo de tiempo. Para ello se implementó los modelos según [59].

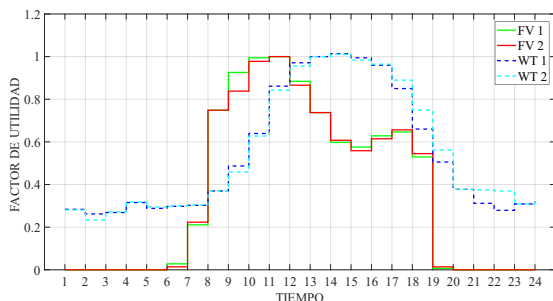


Figura 4. Factor de utilidad para la ERNC

6. Análisis de resultados

Para el desarrollo de resultados se usó el algoritmo detallado y definido en la sección 5. Para ello cabe señalar el despacho de los generadores convencionales en los

escenarios planteados, tal como se muestra en la Fig. 5. Como se puede observar los generadores casi llegan a su límite máximo en los escenarios con mayor demanda.

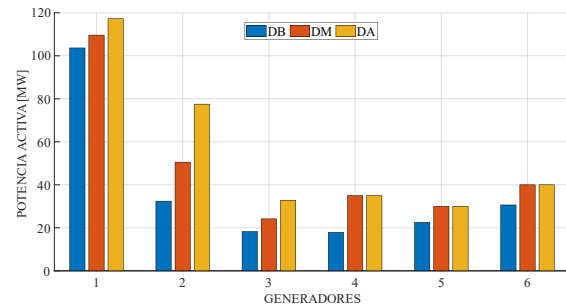


Figura 5. Despacho de gen. convencional en los picos de demanda del sistema de caso de estudio

Para los casos de estudio se determinó que la VPP deberá cubrir entre el 15 al 18 % de la demanda total, siempre y cuando las condiciones del sistema se lo permitan.

6.1. Caso de estudio 1

En este caso de estudio se analizará el primer pico que existe en la demanda diaria del sistema. La demanda corresponde a las primeras horas de la mañana (8h00) tal como muestra la Figura 3, en donde se presenta una demanda de 221.07 MW, por lo cual el FU de la Figura 4, indica que la generación eólica y fotovoltaica dispone de un 40% y 80% de productividad respectivamente. Por lo cual, por medio del algoritmo planteado realizamos el despacho de la VPP tal como muestra la Figura 6 en donde se visualiza el despacho de la VPP conjuntamente con la generación convencional. El algoritmo ha determinado el despacho de la VPP, encendiendo a FV1 y FV2, esto ocurre tras el análisis del FOP-AC respetando las condiciones de igualdad y desigualdad detalladas anteriormente.

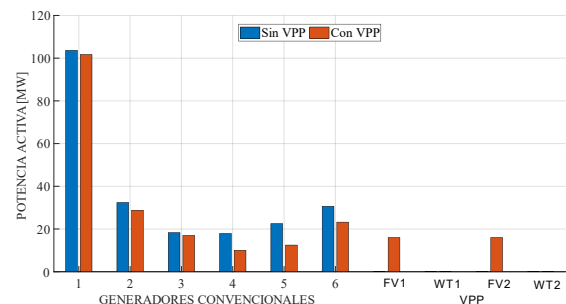


Figura 6. Despacho de Gen. convencional y VPP en DB

La contribución de la VPP al sistema es de 14%, lo cual lo determino el FOP-AC según la condición de este caso de estudio referente a la demanda y la generación convencional disminuye su operación al 86% tal como muestra la Figura 7.

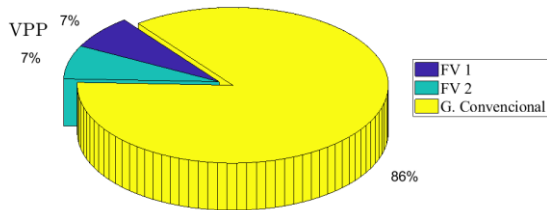


Figura 7. Aporte de la Generación convencional y VPP en DB

Al momento de la implementación de la VPP el costo de la generación convencional reduce considerablemente pero también se debe considerar la ganancia de la VPP tras la venta de energía al sistema tal como muestra la Tabla 5 en donde describe el costo de venta de energía, el costo de operación de la VPP y el costo total del sistema. Realizando una comparación con los valores iniciales existe un aumento en el costo total de operación del 4.68 %, esto se debe por la venta de energía producida por la ERNC asociadas a la VPP. Desde el aspecto técnico se puede compensar estos gastos con los beneficios que adquiere el sistema tras la implementación de la VPP y esto se puede verificar en la Tabla 5 a continuación.

Tabla 5: Costos de sistema en pico de DB

| Despacho Gen. Convencional | | |
|-------------------------------------|---------------|----------------|
| Tecnologías | Potencia [MW] | Costo [\$/MWh] |
| Gen. Convencional | 225.34 | 980.7 |
| TOTAL [\$/MWh] | | 980.7 |
| Despacho de Gen. Convencional y VPP | | |
| Tecnologías | Potencia [MW] | Costo [\$/MWh] |
| Gen. Convencional | 193.12 | 848.89 |
| VPP | | |
| Eólico | - | - |
| Fotovoltaico | 32 | 121.6 |
| O&M | | 56.06 |
| Potencia total [MW] | 225.12 | |
| COSTO TOTAL [\$/MWh] | 1026.55 | |

Cabe recalcar que, tras la implementación de la VPP al sistema, existe una reducción evidente en la producción de energía total del sistema en un 0.1%, eso quiere decir que el sistema se vuelve más confiable y robusto, volviéndolo dinámico y brindando más beneficios como mejoras de perfiles de voltaje, estabilidad angular, reducción de pérdidas en líneas de transmisión mediante el redireccionamiento de flujos de potencia generado por el despacho de potencia de las VPP, tal como muestra la Figura 8.

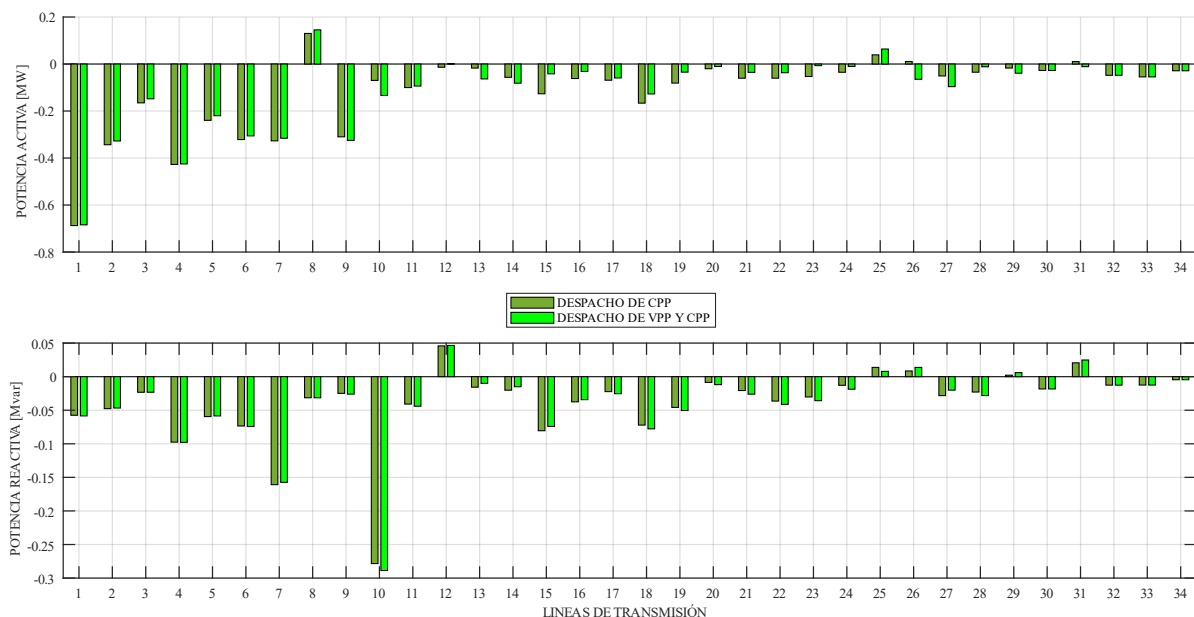


Figura 8. Comportamiento de las líneas de transmisión tras la inserción de la VPP al sistema en el pico de DB

6.2. Caso de estudio 2

En el segundo caso de estudio se evaluará el despacho de la VPP y la generación convencional respecto al segundo pico de demanda como muestra la Figura 3 correspondiente al medio día (13h00) en donde se presenta una demanda de 257.75 MW, por lo tanto, según nuestro FU de la Figura 4, indica una producción máxima en respecto a la generación eólica con un FU de 100%, mientras que la generación fotovoltaica dispondrá de un FU del 75%. Usando el algoritmo planteado realizamos el despacho de la VPP tal como muestra la Figura 9, en donde se puede visualizar el despacho de la VPP conjuntamente con la generación convencional. La VPP ha determinado el despacho de la WT1, WT2 y FV2 según la necesidad del sistema en este punto específico de la demanda, esto ocurre tras el análisis del FOP-AC respetando las condiciones de igualdad y desigualdad detallados anteriormente.

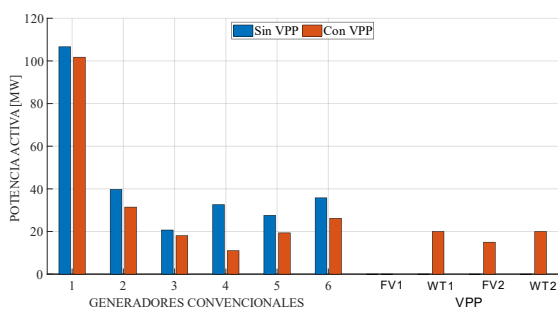


Figura 9. Despacho de Gen. convencional y VPP en DM

Como se puede observar en la Figura 9, existe una mayor participación de la VPP en el sistema, realizando un despacho total de la energía generada por las ERNC en esta hora del día, esto referente al incremento de la demanda en dicho punto de estudio, ya que por medio de los resultados iniciales del sistema emitidos por FOP-AC ha requerido un mayor aporte de la VPP aumentando su participación en un 21% y cumpliendo con uno de los objetivos principales, mientras que la generación convencional ha reducido su producción al 79%, tal como muestra la Figura 10, logrando una mejor inserción de las ERNC al sistema y maximizando la ganancia de la VPP tras la venta de energía.

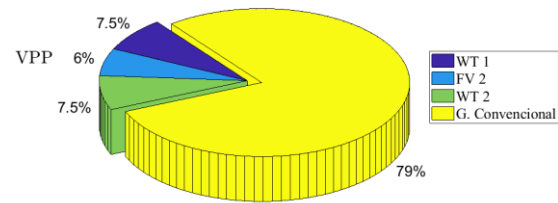


Figura 10. Aporte de la Generación convencional y VPP en DM

En este punto pico de la demanda existe un incremento en la participación de la VPP por lo cual incrementara la venta de energía al sistema para lograr una ganancia neta de la VPP. En la Tabla 6 se describe el costo de venta de energía de las diferentes tecnologías, el costo de operación de la VPP y el costo total del sistema.

Como se detalla en la Tabla 6 existe un

Tabla 6: Costos del sistema en pico de DM

| Despacho Gen. Convencional | | | |
|-------------------------------------|---------------|----------------|--------|
| Tecnologías | Potencia [MW] | Costo [\$/MWh] | |
| Gen. Convencional | 263.01 | 1140.081 | |
| TOTAL [\$/MWh] | | 1140.081 | |
| Despacho de Gen. Convencional y VPP | | | |
| Tecnologías | Potencia [MW] | Costo [\$/MWh] | |
| Gen. Convencional | 207.78 | 902.427 | |
| VPP | Eólico | 40 | 116 |
| | Fotovoltaico | 15 | 57 |
| | O&M | | 106.34 |
| Potencia total [MW] | | 262.78 | |
| COSTO TOTAL [\$/MWh] | | 1181.77 | |

incremento del costo total del sistema al momento que la VPP despacha la energía producida por la ERNC. En este caso de estudio el costo total del sistema se incrementa en un 3.65 %, esto se debe por la venta de energía producida por la ERNC asociadas a la VPP, cabe recalcar que el incremento es menor referente al caso de estudio 1, esto es por el aporte de la energía eólica el cual vende su energía a menor costo según [49]. Además, la producción total de energía se reduce en 0.11%, esto quiere decir que tras el despacho de las VPP el sistema se vuelve

más confiable reduciendo las pérdidas del sistema. Además, la VPP brinda más beneficios al sistema como mejoras de perfiles de voltaje, estabilidad angular, reducción de pérdidas en líneas de

transmisión mediante el redireccionamiento de flujos de potencia generado por el despacho de potencia de las VPP, tal como muestra la Figura 11.

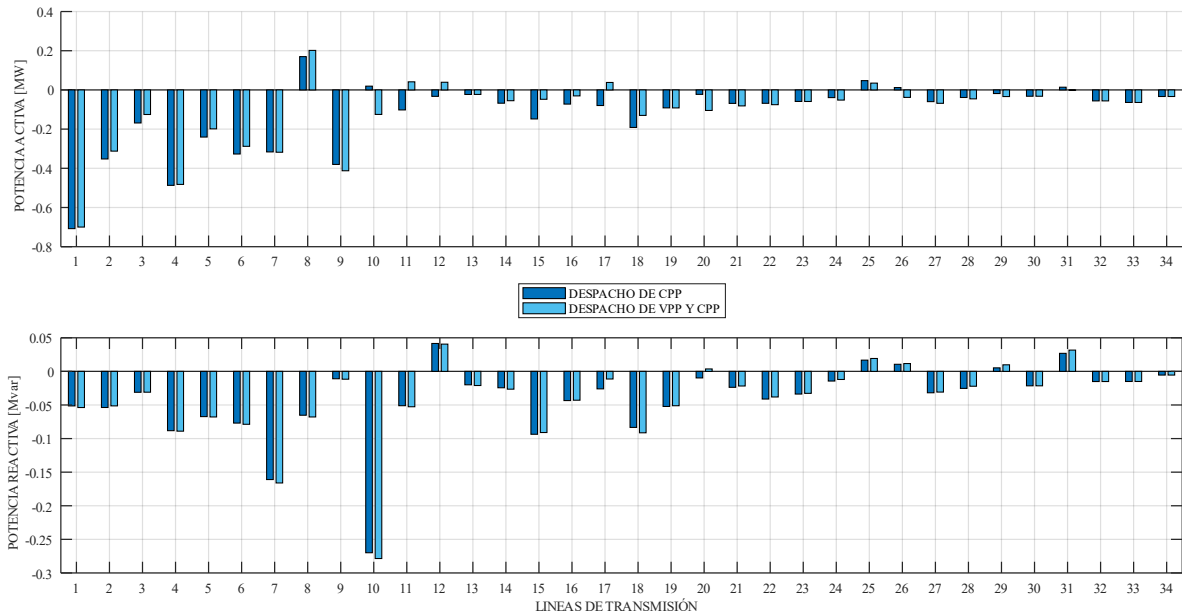


Figura 11. Comportamiento de las líneas de transmisión tras la inserción de la VPP al sistema en el pico de DM

6.3. Caso de estudio 3

En este último caso de estudio la VPP realizará un despacho de potencia referente a la última demanda pico como muestra la Figura 3. Esta demanda requiere de 325MW, para satisfacer a sus clientes y corresponde a la noche (20h00), notando que en esta hora existe un gran consumo de energía por parte de los usuarios, por lo cual es el punto exacto para que la VPP pueda lograr el despacho de todas las ERNC. Es este caso de estudio se asimilará el uso del sistema de almacenamiento para despachar la FV 1 y FV 2, el cual dispone de un FU del 60% como se detalló anteriormente en la sección V. Para el despacho de la WT 1 y WT 2 se dispone de un FU del 90%. Por lo cual, usando el algoritmo planteado realizamos el despacho de la VPP tal como muestra la Figura 12, en donde se puede visualizar el despacho de la VPP conjuntamente con la generación convencional. La VPP ha determinado el despacho de todas las ERNC, esto se debe por el incremento de la demanda en el sistema, esto ocurre tras el análisis del

FOP-AC respetando las condiciones de igualdad y desigualdad detallados anteriormente.

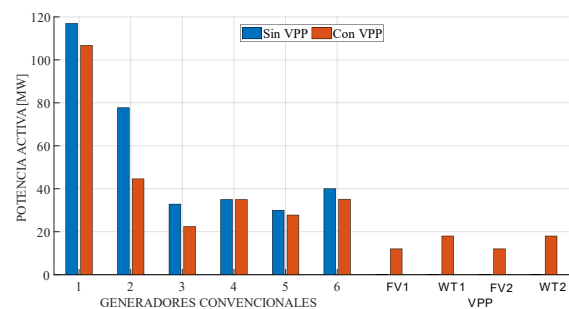


Figura 12. Despacho de Gen. convencional y VPP en DA

La participación de la VPP en este pico de demanda es mayor referencial a los casos de estudio anteriores, tal como muestra la Figura 12. Realizando un despacho de toda la energía producida por parte de las ERNC. Por lo cual, la participación de la VPP en este caso de estudio es del 18%, referente a la demanda, mientras que la generación convencional ha reducido su producción al 82%, tal como muestra la Figura 13, en donde nos indica la participación de cada

ERNC insertada en el sistema, logrando un mayor beneficio para la VPP.

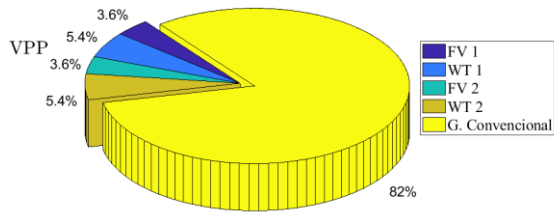


Figura 13. Aporte de la Generación convencional y VPP en DA

Según la Figura 3, este caso de estudio corresponde al punto máximo de demanda en donde obtenemos la participación de las 4 ERNC por lo cual se observó un incremento de la participación de la VPP en el sistema, provocando una mayor estabilidad al sistema y maximizando los beneficios propios de la VPP. En la Tabla 7 se describe el costo de venta de energía de las diferentes tecnologías, el costo de operación de la VPP y el costo total del sistema. Como se puede visualizar en la Tabla 7 existe un decremento en el costo total del sistema, referente al costo inicial. El costo total del sistema se redujo en un 0.38% al momento que la VPP despacha la energía producida por la ERNC.

Tabla 7: Costos del sistema en pico de DA

| Despacho Gen. Convencional | | |
|-------------------------------------|---------------|----------------|
| Tecnologías | Potencia [MW] | Costo [\$/MWh] |
| Gen. Convencional | 332.55 | 1485.57 |
| TOTAL [\$/MWh] | | 1485.57 |
| Despacho de Gen. Convencional y VPP | | |
| Tecnologías | Potencia [MW] | Costo [\$/MWh] |
| Gen. Convencional | 271.64 | 1170.22 |
| Eólico | 36 | 104.4 |
| VPP Fotovoltaico | 24 | 91.2 |
| O&M | | 114.12 |
| Potencia total [MW] | 331.64 | |
| COSTO TOTAL [\$/MWh] | 1479.94 | |

Además, aparte de la minimización de costo total existe la reducción de la producción total de energía la cual es de 0.27%, esto quiere decir que tras el despacho de las VPP el sistema se vuelve más confiable reduciendo las pérdidas del sistema y brindando más beneficios como mejoras de perfiles de voltaje, estabilidad angular, reducción de pérdidas en líneas de transmisión mediante el redireccionamiento de flujos de potencia generado por el despacho de potencia de las VPP, tal como muestra la Figura 14.

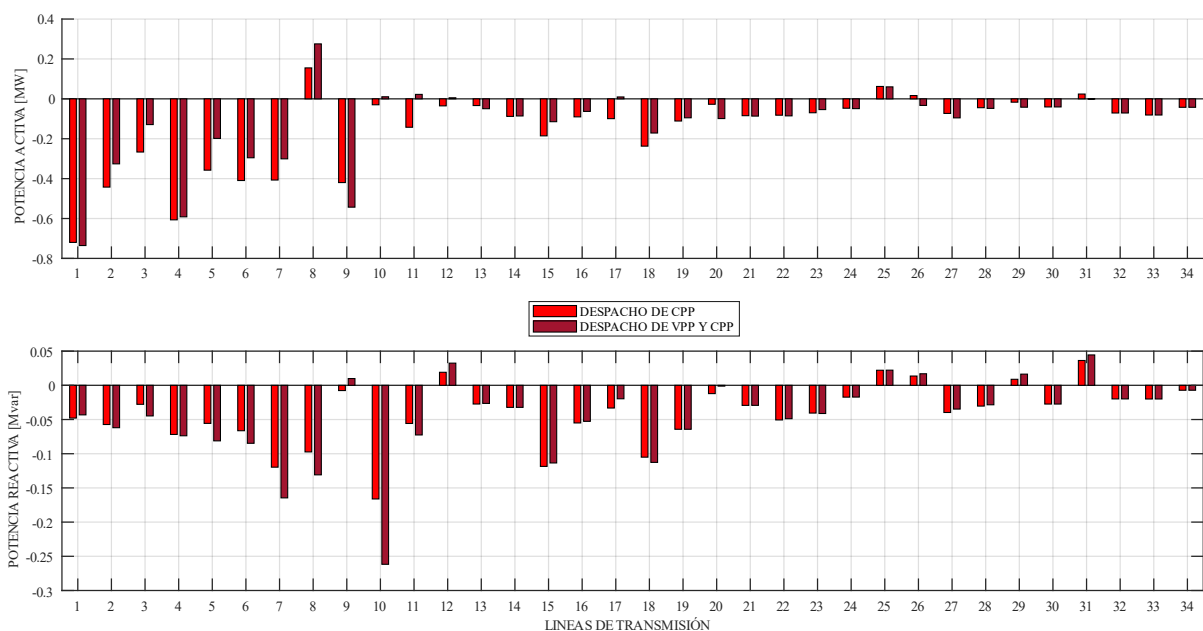


Figura 14. Comportamiento de las líneas de transmisión tras la inserción de la VPP al sistema en el pico de DA

Los resultados expuestos anteriormente sobre el despacho de nuestra VPP técnica han ofrecido equilibrio en el sistema, asegurando la calidad de energía y mejorando la visibilidad de la ERNC alojadas en el SEP de la IEEE 30 barras. Además, ha brindado beneficios como mejoras en perfiles de tensión, estabilidad angular y la reducción de pérdidas en el sistema tal como muestra la Figura 15.

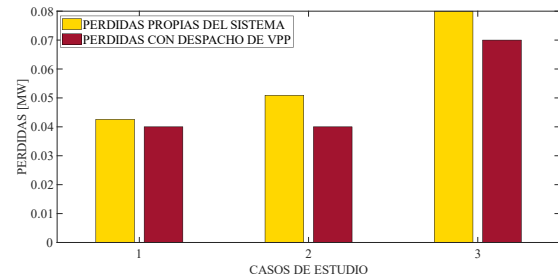


Figura 15. Minimización de pérdidas en los tres casos de estudio.

Tabla 8: Beneficio total de la VPP en los 3 casos de estudio

| Beneficio de la VPP | | | | | | | |
|-----------------------------|---------------|---------------|---------------|----------------|---------------|----------------|--------|
| Tecnologías | Demanda Baja | | Demanda Media | | Demanda Alta | | |
| | Potencia [MW] | Potencia [MW] | Potencia [MW] | Costo [\$/MWh] | Potencia [MW] | Costo [\$/MWh] | |
| VPP | Eólico | 0 | 0 | 40 | 116 | 36 | 104.4 |
| | Fotovoltaico | 32 | 121.6 | 15 | 57 | 24 | 91.2 |
| | O&M | - | 56.06 | - | 106.34 | - | 114.12 |
| Potencia total [MW] | | 32 | | 55 | | 60 | |
| COSTO TOTAL [\$/MWh] | | 177.66 | | 279.34 | | 309.72 | |

En la Tabla 8 se observa la participación de cada ERNC asociada a la VPP y la cantidad de energía producida y vendida al sistema en cada caso de estudio, logrando la maximización de la VPP referente a las demandas pico del sistema. Del mismo modo en la Figura 16 se muestra el despacho total de la VPP y la generación convencional referente a los tres casos de estudio, en donde la VPP participo y vendió la energía producida por las ERNC.

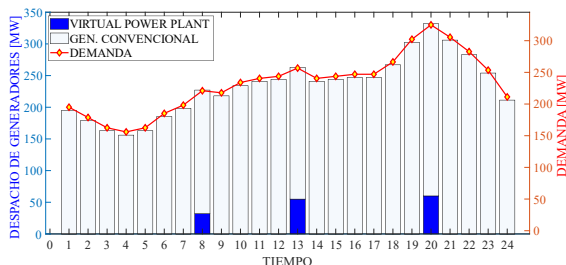


Figura 16. Despacho de la VPP referente a la demanda

Visiblemente se observa en la Figura 16 una participación de la VPP en estos tres puntos de entrega, en donde se logra estabilizar al sistema tras estos incrementos bruscos de demanda. Cabe recalcar que este apoyo por

parte de la VPP minimiza los daños al medio ambiente. En la Figura 17 se muestra la ganancia estimada de la VPP versus la ganancia real en los 3 casos de estudio.

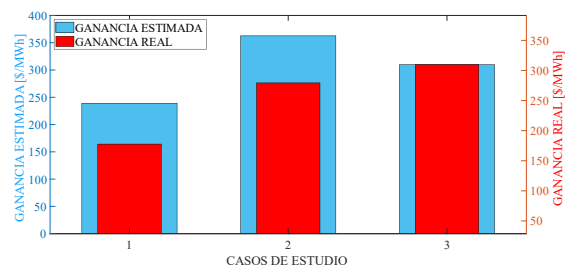


Figura 17. Beneficio esperado VS beneficio real

Como se puede observar en la Figura 17, el beneficio real alcanza el 60% sobre el beneficio estimado para el caso de estudio 1 y 2 mientras para que el caso de estudio 3 alcanza el beneficio total de la VPP.

7. Conclusiones

Este artículo propuso un enfoque de optimización por FOP-AC para resolver el despacho de VPP en el sistema incluyendo ERNC. El modelo de prueba IEEE 30-barras se utilizó con el fin de demostrar la

efectividad de nuestro método de análisis presentado. En esta investigación se tomó en cuenta las restricciones del sistema, por lo tanto, la VPP podría despachar a las ERNC si el sistema lo considera necesario, respecto a otras investigaciones donde solo buscan el beneficio de la VPP sin considerar las restricciones propias del sistema. De igual manera, se determinó el despacho de la VPP en los picos de demanda donde el sistema sufría cambios bruscos y por lo cual nuestra TVPP ingresa cómo auxiliar para ofrecer equilibrio en el sistema.

Los resultados pudieron determinar que el costo de la VPP se asocia directamente a la producción de las ERNC la cual se produce de forma estocástica. En el caso de estudio 1 y 2 la VPP vendió la energía producida al sistema logrando alcanzar el 74% y el 77% respectivamente, esto sobre el beneficio estimado de la VPP en estos puntos de estudio, esto quiere decir que existió un 26% y un 23% de energía no entregada, esto se debe por la toma de decisión del FOP-AC el cual verifica el comportamiento del sistema según las restricciones del mismo y también por la generación estocástica de las ERNC. Mientras que, el caso de estudio 3 se maximizó la ganancia de la VPP al 100%, esto gracias a las diversas tecnologías asociadas a la VPP. Cabe recalcar que la máxima ganancia de la VPP se produce en el caso de estudio 2, por la máxima generación que ejerce las ERNC, la misma que se entrega al sistema y satisface el pico de demanda del caso de estudio.

Al determinar el despacho óptimo de las VPP en un mercado energético basado en costos regulados, no es posible apreciar la minimización de costos generales del sistema, cabe recalcar que el caso de estudio 3 minimizó el costo total del sistema en un 0.38%, mientras que el caso de estudio 1 y 2 maximizó el costo global del sistema en 4.68 % y 3.65% respectivamente, no obstante este incremento es recompensado con la estabilidad, la calidad de energía entregada al sistema y la minimización de pérdidas tras el despacho de la VPP, esto beneficiaría a combatir las sobrecargas en

hora pico y por lo tanto se minimizaría la compra de energía convencional.

8. Trabajos futuros

Esta investigación abarca un sin número de trabajos futuros tras el análisis del estado del arte y los resultados obtenidos.

Uno de ellos es la incorporación de nuevas fuentes de generación no convencional y sus respectivos costos de operación, y así visualizar las mejoras del sistema y minimización de costos de sistema original.

La incorporación de fuentes de almacenamiento de energía y el análisis de costo de operación tras la incorporación de la misma. Además, se puede abarcar un estudio completo del deterioro de las fuentes de almacenamiento tras una función objetivo que regularice su uso.

Proponer un sistema de predicción tras el incremento de la demanda referente al tiempo y sus diferentes costos de conexión y desconexión según rampas de subida y bajada de cada generador no convencional.

Determinar la utilización de vehículos eléctricos de la VPP y su diferente comportamiento tras la variación de la demanda.

9. Bibliografía

- [1] J. Pilatásig Lasluisa, “Resiliencia de Sistemas Eléctricos de Potencia mediante la Conmutación de Líneas de Transmisión – Estado del arte,” *I+D Tecnológico*, vol. 16, no. 2, 2020.
- [2] D. Unger, L. Spitalny, and J. M. A. Myrzik, “Voltage control by small hydro power plants integrated into a virtual power plant,” *2012 IEEE Energytech, Energytech 2012*, pp. 1–6, 2012.
- [3] P. Lombardi, M. Powalko, and K. Rudion, “Optimal operation of a virtual power plant,” *2009 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. PES '09*, pp. 1–6, 2009.

- [4] N. R. Friedman, "Distributed energy resources interconnection systems: technology review and research needs," no. September, pp. 1–163, 2002.
- [5] H. Saboori, M. Mohammadi, and R. Taghe, "Virtual power plant (VPP), definition, concept, components and types," *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, pp. 1–4, 2011.
- [6] M. A. Tajeddini, A. Rahimi-Kian, and A. Soroudi, "Risk averse optimal operation of a virtual power plant using two stage stochastic programming," *Energy*, vol. 73, pp. 958–967, 2014.
- [7] D. Jigoria-Oprea, G. Vuc, and M. Litcanu, "Optimal management of a virtual power plant," *EEEIC 2016 - Int. Conf. Environ. Electr. Eng.*, vol. 1, no. 9, pp. 0–4, 2016.
- [8] The Virtual Utility: Accounting, Technology & Competitive Aspects of the emerging industry. .
- [9] K. O. Adu-Kankam and L. M. Camarinha-Matos, "Towards collaborative Virtual Power Plants: Trends and convergence," *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 16, pp. 217–230, 2018.
- [10] M. Y. Li, J. Hou, Y. G. Niu, and J. Z. Liu, "Dispatch of wind-thermal power system by using aggregated outputs of virtual power plants," *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, vol. 2016-Decem, no. 20, pp. 546–551, 2016.
- [11] N. Naval, R. Sánchez, and J. M. Yusta, "A virtual power plant optimal dispatch model with large and small-scale distributed renewable generation," *Renew. Energy*, vol. 151, pp. 57–69, 2020.
- [12] P. B. Andersen, B. Poulsen, C. Træholt, and J. Østergaard, "Using service oriented architecture in a generic virtual power plant," *ITNG 2009 - 6th Int. Conf. Inf. Technol. New Gener.*, no. PECon 08, pp. 1621–1622, 2009.
- [13] M. Peik-Herfeh, H. Seifi, and M. K. Sheikh-El-Eslami, "Decision making of a virtual power plant under uncertainties for bidding in a day-ahead market using point estimate method," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 44, no. 1, pp. 88–98, 2013.
- [14] S. Sučić, T. Dragičević, T. Capuder, and M. Delimar, "Economic dispatch of virtual power plants in an event-driven service-oriented framework using standards-based communications," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 81, no. 12, pp. 2108–2119, 2011.
- [15] Y. Liu, M. Li, H. Lian, X. Tang, C. Liu, and C. Jiang, "Optimal dispatch of virtual power plant using interval and deterministic combined optimization," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 102, no. April, pp. 235–244, 2018.
- [16] M. Peikherfeh, H. Seifi, and M. K. Sheikh-El-Eslami, "Optimal decision making for virtual power plant operation," *2010 9th Int. Power Energy Conf. IPEC 2010*, pp. 625–629, 2010.
- [17] V. F. Bignucolo; R. Caldon; V. Prandoni, S. Spelata; M, "The Voltage Control on Mv Distribution Networks With," no. 1.
- [18] L. Hernández Callejo, "Aplicación de técnicas no lineales y otros paradigmas en Smart Grid/ Microgrid/ Virtual Power Plant," 2013.
- [19] G. Xiuyun et al., "Research on Cooperative Scheduling Model of Wind-Solar-Thermal Virtual Power Plant Based on Thermal Load Demand Response," *2019 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Asia, ISGT 2019*, pp. 3810–3814, 2019.
- [20] H. Wang, S. Riaz, and P. Mancarella, "Integrated techno-economic modeling, flexibility analysis, and business case assessment of an urban virtual power plant with multi-market co-optimization," *Appl.*

- Energy, vol. 259, no. November 2019, p. 114142, 2020.
- [21] H. Yang, D. Yi, J. Zhao, and Z. Dong, "Distributed optimal dispatch of virtual power plant via limited communication," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 3511–3512, 2013.
- [22] M. Loßner, D. Böttger, and T. Bruckner, "Economic assessment of virtual power plants in the German energy market — A scenario-based and model-supported analysis," *Energy Econ.*, vol. 62, pp. 125–138, 2017.
- [23] S. Yu, F. Fang, Y. Liu, and J. Liu, "Uncertainties of virtual power plant: Problems and countermeasures," *Appl. Energy*, vol. 239, no. January, pp. 454–470, 2019.
- [24] K. Dietrich, J. M. Latorre, L. Olmos, and A. Ramos, "Modelling and assessing the impacts of self supply and market-revenue driven Virtual Power Plants," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 119, no. 2015, pp. 462–470, 2015.
- [25] H. Cheng, Y. Gao, J. Zhang, R. Li, and H. Liang, "The power system multi-objective optimization dispatching containing virtual power plant," *POWERCON 2014 - 2014 Int. Conf. Power Syst. Technol. Toward Green, Effic. Smart Power Syst. Proc.*, no. Powercon, pp. 3316–3321, 2014.
- [26] R. Kuntschke, M. Specht, M. Van Amelsvoort, M. Wagler, M. Winter, and R. Witzmann, "Economic optimization in Virtual Power Plants vs. stable grid operation - bridging the gap," *IEEE Int. Conf. Emerg. Technol. Fact. Autom. ETFA*, vol. 2015-Octob, pp. 1–5, 2015.
- [27] J. Yu, Y. Jiao, M. Ni, and W. Yu, "VPP frequency response feature based on distributed control strategy," *China Int. Conf. Electr. Distrib. CICED*, vol. 2016-Septe, no. Ciced, pp. 1–5, 2016.
- [28] F. Mosquera, "Localización óptima de plantas virtuales de generación en sistemas eléctricos de potencia basados en flujos óptimos de potencia," *I+D Tecnológico*, vol. 16, no. 2, 2020.
- [29] A. M. Ruiz, "Virtual power plants," *Int. Ser. Oper. Res. Manag. Sci.*, vol. 205, pp. 243–287, 2014.
- [30] S. Ghavidel, L. Li, J. Aghaei, T. Yu, and J. Zhu, "A review on the virtual power plant: Components and operation systems," *2016 IEEE Int. Conf. Power Syst. Technol. POWERCON 2016*, pp. 1–6, 2016.
- [31] D. Carrion, J. W. Gonzalez, I. A. Isaac, G. J. Lopez, and H. A. Cardona, "Load Characterization Based on Voltage and Current Phasorial Measurements in Micro-Grids," *Proc. - 2017 Int. Conf. Inf. Syst. Comput. Sci. INCISCOS 2017*, vol. 2017-November, pp. 1–6, 2018.
- [32] E. Mashhour and S. M. Moghaddas-Tafreshi, "The opportunities for future virtual power plant in the power market, a view point," *2009 Int. Conf. Clean Electr. Power, ICCEP 2009*, pp. 448–452, 2009.
- [33] D. Carrión, E. Inga, J. W. Gonzalez, and R. Hincapié, "Optimal geographical placement of phasor measurement units based on clustering techniques," *Proc. - 2016 51st Int. Univ. Power Eng. Conf. UPEC 2016*, vol. 2017-January, pp. 1–6, 2016.
- [34] D. Carrión, E. Inga, J. W. Gonzalez, and R. Hincapié, "Optimal geographical placement of phasor measurement units based on clustering techniques," *Proc. - 2016 51st Int. Univ. Power Eng. Conf. UPEC 2016*, vol. 2017-Janua, pp. 1–6, 2016.
- [35] D. Carrión, J. W. González, I. A. Issac, and G. J. López, "Optimal fault location in transmission lines using hybrid method," *2017 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. -*

- Lat. Am. ISGT Lat. Am. 2017, vol. 2017-January, pp. 1–6, 2017.
- [36] E. F. Durán, “La Generación Distribuida: Retos frente al Marco Legal del Mercado Eléctrico Ecuatoriano,” *Rev. Técnica “Energía,”* vol. 10, no. 1, pp. 13–27, 2014.
- [37] J. Hou, J. Guo, and J. Liu, “An economic load dispatch of wind-thermal power system by using virtual power plants,” *Chinese Control Conf. CCC,* vol. 2016-Augus, pp. 8704–8709, 2016.
- [38] C. Cao, J. Xie, D. Yue, J. Zhao, Y. Xiao, and L. Wang, “A distributed gradient algorithm based economic dispatch strategy for virtual power plant,” *Chinese Control Conf. CCC,* vol. 2016-Augus, no. 51207074, pp. 7826–7831, 2016.
- [39] J. Ahmad et al., “Techno economic analysis of a wind-photovoltaic-biomass hybrid renewable energy system for rural electrification: A case study of Kallar Kahar,” *Energy,* vol. 148, pp. 208–234, 2018.
- [40] M. A. Al-Gunaid, M. V. Shcherbakov, D. A. Skorobogatchenko, A. G. Kravets, and V. A. Kamaev, “Forecasting energy consumption with the data reliability estimation in the management of hybrid energy system using fuzzy decision trees,” *IISA 2016 - 7th Int. Conf. Information, Intell. Syst. Appl.,* pp. 1–8, 2016.
- [41] M. Mehrpooya, M. Mohammadi, and E. Ahmadi, “Techno-economic-environmental study of hybrid power supply system: A case study in Iran,” *Sustain. Energy Technol. Assessments,* vol. 25, no. September 2016, pp. 1–10, 2018.
- [42] N. Augustine, S. Suresh, P. Moghe, and K. Sheikh, “Economic dispatch for a microgrid considering renewable energy cost functions,” *2012 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. ISGT 2012,* pp. 1–7, 2012.
- [43] S. R. Espinosa Gualotuña, “Analysis of the restriction of carbon dioxide emissions in the optimal dispatch of the thermal units of the Ecuadorian generator park,” 2015.
- [44] E. M. GARCIA TORRES, “Estimated cost of electricity with time horizon for micro grids based on the policy response of demand for real price of energy,” *Enfoque UTE,* vol. 11, no. 1, pp. 41–55, 2020.
- [45] D. Arango, R. Urrego, and S. Rivera, “Despacho económico en microredes con penetración de energía renovable usando algoritmo de punto interior y restricciones lineales,” *Ing. y Cienc.,* vol. 13, no. 25, pp. 123–152, 2017.
- [46] M. G. Arguello; P, “Óptima respuesta a la demanda y despacho económico de energía eléctrica en micro redes basado en árboles de decisión estocástica,” vol. 1, pp. 8–10, 2018.
- [47] O. R. AmayaG, M. a. Coos U, L. R. Duran M., and F. M. González-Longatt, “Modelado del Viento para Simulaciones Computarizadas de Sistemas de Potencia,” p. 47, 2007.
- [48] R. G, Salazar; C, Cadena; A, Hernandez; L, Sarabia, G, “Modelo para estimar irradiancia e irradiación solar para día claro utilizando como parámetro variable la altura sobre el nivel del mar. planteo y primeros resultados,” vol. 12, no. 5, pp. 49–55, 2008.
- [49] International Renewable Energy Agency, *Renewable Power Generation Costs in 2018.* 2018.
- [50] J. J. P. Calupiña, “Planeación óptima de flujos de potencia reactiva en sistemas eléctricos de transmisión basado en optimización no lineal entera mixta,” pp. 1–48, 2019.
- [51] D. Santiana and D. Carrión, “Simulación de contingencias basados en flujos dinámicos de potencia para sistemas eléctricos de transmisión.” *Univ. Politécnica*

- Sales., 2019.
- [52] S. Curillo, W.; Espinosa, “Ubicación óptima de generación distribuida en el sistema de distribución,” Tesis, pp. 1–100, 2013.
 - [53] J. Palacios, “Estado del arte de la planeación de expansión de sistemas de transmisión,” I+D Tecnológico, vol. 16, no. 2, 2020.
 - [54] P. A. Achig, “Compensación óptima de potencia reactiva en sistemas eléctricos de transmisión mediante búsqueda armónica,” vol. 1, pp. 1–37, 2019.
 - [55] M. R. Bussieck and A. Pruessner, “Mixed-integer nonlinear programming,” *Int. Ser. Oper. Res. Manag. Sci.*, vol. 84, no. 1, pp. 373–395, 2006.
 - [56] Z. Ren, W. Yan, C. Ding, J. Yu, and X. Zhao, “Probabilistic optimal power flow analysis of virtual power plant containing photovoltaic generation,” *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, vol. 2015-March, no. March, 2014.
 - [57] P. Escudero and D. Carrión, “Expansión de un sistema de transmisión mediante LOPF-AC Expansion of a transmission system using LOPF-AC,” *Inge Cuc*, vol. 14, no. 2, pp. 116–125, 2018.
 - [58] G. A. P. L. Gallego; A. Francisquini; O, “Estimación de curvas de demanda de consumidores, transformadores de distribución y alimentadores primarios en sistemas de distribución,” *Sci. Tech.*, vol. 13, no. 035, pp. 107–112, 2007.
 - [59] A. Criollo, R.; Rosales, “Estudio para el pago de potencia a centrales de generacion eólica perspectivas de aplicación al sistema nacional interconectado,” 2010.

9.1. Matriz del estado del arte

Tabla 9: Matriz de estado del arte

| ITEM | DATOS | | TEMÁTICA | | | | FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO | | | | RESTRICCIONES DEL PROBLEMA | | | | PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA | | | | SOLUCIÓN PROPUESTA | | | | | | | | | | | | | |
|------|-------|---|----------|-----------------|--|------------------------|---|---------------------------------------|-----------------|-------------------------------|----------------------------|------------------------|----------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------|-----------------------------|---------------------------------------|------------------------------|-------------------------------|---------------------|------------------|---|---|-----------------|-------------------------------|--------------------------------------|-------------------|-------|------------------------|--|---|
| | AÑO | TÍTULO DEL ARTÍCULO | CITAS | DESPACHO DE VPP | CONCEPTUALIZACIÓN Y DETERMINACIÓN DE COMPONENTES DE LA VPP | RESPUESTA A LA DEMANDA | ENERGÍA RENOVABLES NO CONVENCIONALES | CARGABILIDAD EN LINEAS DE TRANSMISIÓN | DESPACHO DE VPP | FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA AC | OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA | MINIMIZACIÓN DE COSTOS | CONCEPTUALIZACIÓN REAL DE LA VPP | ENERGÍA RENOVABLES NO CONVENCIONALES | MERCADO ELECTRICO | VARIACION DE LA DEMANDA | GENERACION ESTOCASTICA ERNC | CARGABILIDAD EN LINEAS DE TRANSMISIÓN | PERFILES DE VOLTAJE, ANGULOS | FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA AC | ALGORITMOS CONVEXOS | LP, MILP Y MINLP | ALGORITMOS IMPERIALISTA Y DETERMINISTAS | ALGORITMOS HEURÍSTICAS, METAHEURÍSTICAS o DETERMINANTES | DESPACHO DE VPP | FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA AC | RESPUESTA A LA DEMANDA EN HORAS PICO | MERCADO ELÉCTRICO | MINLP | MINIMIZACIÓN DE COSTOS | MINIMIZACIÓN DE PERDIDAS EN EL SISTEMA | |
| 1 | 2020 | Electrical Power Systems Resilience by Switching of Power Transmission Lines – State | 8 | | | | ☒ | | | ☒ | | | ☒ | | | | | | | ☒ | | | | | | | | | | | | ☒ |
| 2 | 2012 | Voltage control by small hydro power plants integrated into a virtual power plant | 8 | ☒ | | | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | | ☒ | | | ☒ | ☒ | ☒ | | | ☒ | | | | ☒ | | | | | ☒ | ☒ | |
| 3 | 2009 | Optimal operation of a virtual power plant | 152 | ☒ | ☒ | | | ☒ | | ☒ | | ☒ | ☒ | ☒ | | ☒ | | ☒ | | | | | ☒ | | ☒ | | | | | | ☒ | |
| 4 | 2002 | Distributed energy resources interconnection systems: technology review and research needs | 67 | | | | ☒ | | | | | | ☒ | | | | ☒ | ☒ | | | | ☒ | | | | | ☒ | | | | | |
| 5 | 2011 | Virtual power plant (VPP), definition, concept, components and types | 158 | | ☒ | | ☒ | ☒ | | | | ☒ | ☒ | | | ☒ | ☒ | ☒ | | | | ☒ | | | | | ☒ | ☒ | | | | |
| 6 | 2014 | Risk averse optimal operation of a virtual power plant using two stage stochastic programming | 103 | ☒ | | ☒ | ☒ | | ☒ | ☒ | ☒ | | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | | | | | ☒ | | | | ☒ | ☒ | | ☒ | ☒ | | | |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|------|--|-----|---|--|---|---|---|---|--|---|---|---|---|---|---|--|--|---|--|--|---|---|---|
| 31 | 2017 | Load Characterization Based on Voltage and Current Phasorial Measurements in Micro-Grids | 13 | | | | ✘ | | | | | ✘ | | | | | | | ✘ | | | | ✘ | |
| 32 | 2009 | The opportunities for future virtual power plant in the power market, a view point | 20 | | | ✘ | | | | | | ✘ | | | | | | | | | | | ✘ | ✘ |
| 33 | 2016 | Optimal Geographical Placement of Phasor Measurement Units based on Clustering Techniques | 16 | | | | ✘ | | | | | ✘ | | | | | | | | | | | | ✘ |
| 34 | 2018 | Modeling of the Behavior Power Flow on Transmission Lines Based on Voltage and Current Synchronopasors | 9 | | | | ✘ | | | | | ✘ | | | | | | | | | | | | ✘ |
| 35 | 2017 | Optimal fault location in transmission lines using hybrid method | 22 | | | | ✘ | | | | | ✘ | | | | | | | | | | | | ✘ |
| 36 | 2014 | La Generación Distribuida: Retos frente al Marco Legal del Mercado Eléctrico Ecuatoriano | 2 | | | ✘ | ✘ | ✘ | | | ✘ | | ✘ | | | ✘ | | | | | | ✘ | | ✘ |
| 37 | 2016 | An economic load dispatch of wind-thermal power system by using virtual power plants | 2 | ✘ | | ✘ | ✘ | | ✘ | | ✘ | | | | | ✘ | | | | | | ✘ | | ✘ |
| 38 | 2016 | A distributed gradient algorithm based economic dispatch strategy for virtual power plant | 1 | ✘ | | | ✘ | ✘ | ✘ | | | ✘ | | | | ✘ | | | | | | ✘ | | ✘ |
| 39 | 2018 | Techno economic analysis of a wind-photovoltaic-biomass hybrid renewable energy system for rural electrification: A case study of Kallar Kahar | 64 | | | | ✘ | | | | ✘ | | ✘ | ✘ | | ✘ | | | | | | ✘ | | ✘ |
| 40 | 2016 | Forecasting energy consumption with the data reliability estimation in the management of hybrid energy system using fuzzy decision trees | 15 | | | | ✘ | | | | ✘ | | ✘ | | | ✘ | | | | | | | ✘ | ✘ |
| 41 | 2018 | Techno-economic-environmental study of hybrid power supply system: A case study in Iran | 36 | | | ✘ | ✘ | | | | ✘ | | ✘ | ✘ | | ✘ | | | | | | | ✘ | ✘ |
| 42 | 2012 | Economic dispatch for a microgrid considering renewable energy cost functions | 103 | | | ✘ | ✘ | | | | | ✘ | | ✘ | ✘ | ✘ | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|------|---|---|---|--|---|---|---|---|---|---|--|---|---|---|---|---|---|---|--|--|--|---|--|---|---|--|
| 43 | 2015 | Analysis of the restriction of carbon dioxide emissions in the optimal dispatch of the thermal units of the Ecuadorian generator park | 1 | ✗ | | | | | | | ✗ | | ✗ | ✗ | | | | | ✗ | | | | ✗ | | | | |
| 44 | 2020 | Estimated cost of electricity with time horizon for micro grids based on the policy response of demand for real price of energy | 1 | | | ✗ | ✗ | | | | ✗ | | | ✗ | ✗ | ✗ | | | | | | | ✗ | | | ✗ | |
| 45 | 2017 | Despacho económico en microredes con penetración de energía renovable usando algoritmo de punto interior y restricciones lineales | 5 | | | ✗ | ✗ | | | | ✗ | | | ✗ | | ✗ | | | | | | | | | ✗ | ✗ | |
| 46 | 2017 | Óptima respuesta a la demanda y despacho económico de energía eléctrica en micro redes basado en árboles de decisión estocástica | 1 | | | ✗ | ✗ | | | | ✗ | | | ✗ | | | | | | | | | | | ✗ | ✗ | |
| 47 | 2007 | Modelado del Viento para Simulaciones Computarizadas de Sistemas de Potencia | 5 | | | | ✗ | | | | | | ✗ | | | ✗ | | | | | | | ✗ | | ✗ | | |
| 48 | 2008 | Modelo para estimar irradiancia e irradiación solar para día claro utilizando como parámetro variable la altura sobre el nivel del mar. planteo y primeros resultados | 4 | | | | ✗ | | | | | | ✗ | | | ✗ | | | | | | | | | ✗ | | |
| 49 | 2017 | International Renewable Energy Agency, Renewable Power Generation Costs in 2018 | 1 | | | | ✗ | | | | | | ✗ | ✗ | | | | | | | | | | | ✗ | | |
| 50 | 2019 | Planeación óptima de flujos de potencia reactiva en sistemas eléctricos de transmisión basado en optimización no lineal entera mixta | 1 | | | | ✗ | | ✗ | | | | | | | ✗ | ✗ | ✗ | | | | | | | ✗ | | |
| 51 | 2019 | Simulación de contingencias basados en flujos dinámicos de potencia para sistemas eléctricos de transmisión | 1 | | | | ✗ | | ✗ | | | | | | | ✗ | ✗ | ✗ | | | | | | | ✗ | | |
| 52 | 2013 | Ubicación óptima de generación distribuida en el sistema de distribución | 1 | | | ✗ | | ✗ | | ✗ | | | | | ✗ | ✗ | | ✗ | | | | | | | ✗ | | |
| 53 | 2020 | Estado del arte de la planeación de expansión de si | 1 | | | | ✗ | | ✗ | | | | | | ✗ | | ✗ | | | | | | | | ✗ | | |
| 54 | 2019 | stemas de transmisión | 2 | | | | ✗ | | ✗ | | | | | | | ✗ | ✗ | ✗ | | | | | | | ✗ | | |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------|------|--|-----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|---|----|---|---|----|----|----|----|----|---|----|--|---|---|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|
| 55 | 2006 | Mixed-integer nonlinear programming | 181 | | | | | | | ☒ | ☒ | | | | | | | | ☒ | ☒ | | | | | ☒ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 56 | 2014 | Probabilistic Optimal Power Flow Analysis of Virtual Power Plant Containing Photovoltaic Generation | 2 | ☒ | | | | | | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | | | | | | ☒ | ☒ | ☒ | ☒ | | | | ☒ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 57 | 2018 | Expansión de un sistema de transmisión mediante LOPF-AC | 4 | | | | | | | | | | | | | | | | | | ☒ | ☒ | | | | | | | | | | | ☒ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 58 | 2007 | Estimación de curvas de demanda de consumidores, transformadores de distribución y alimentadores primarios en sistemas de distribución | 1 | | | | | | | | | ☒ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 59 | 2010 | Estudio para el pago de potencia a centrales de generación eólica perspectivas de aplicación al sistema nacional interconectado | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | ☒ | ☒ | ☒ | | | | | | | | | | | ☒ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CANTIDAD: | | | | 26 | 15 | 21 | 36 | 23 | 23 | 16 | 23 | 16 | 15 | 39 | 26 | 13 | 23 | 23 | 19 | 18 | 9 | 26 | 7 | 8 | 25 | 14 | 15 | 26 | 14 | 7 | 28 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

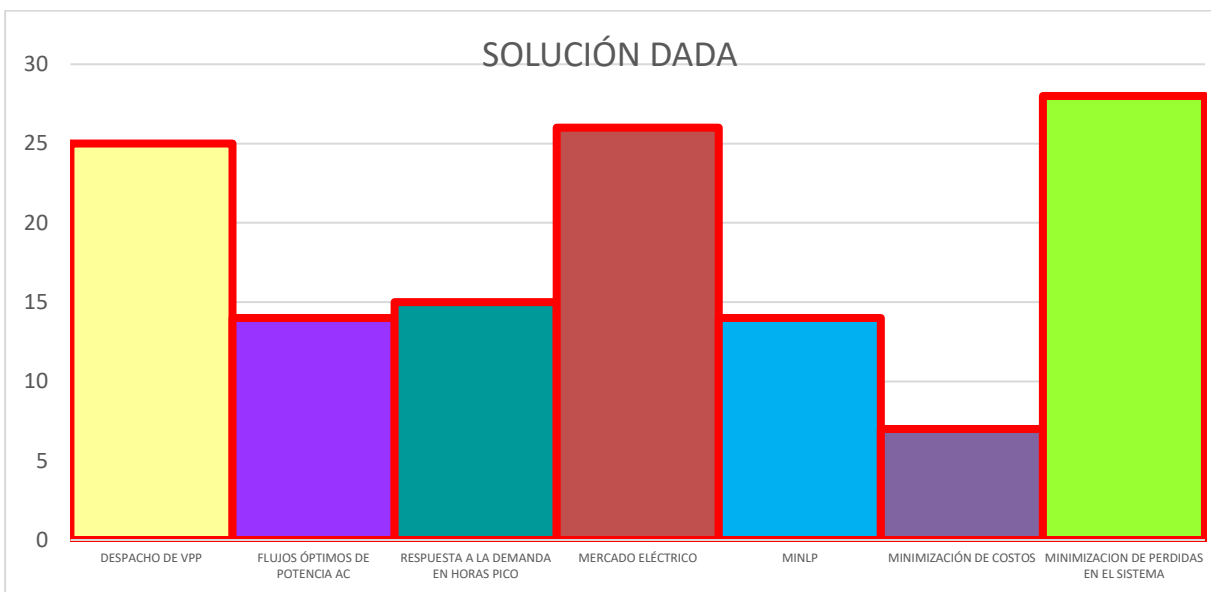
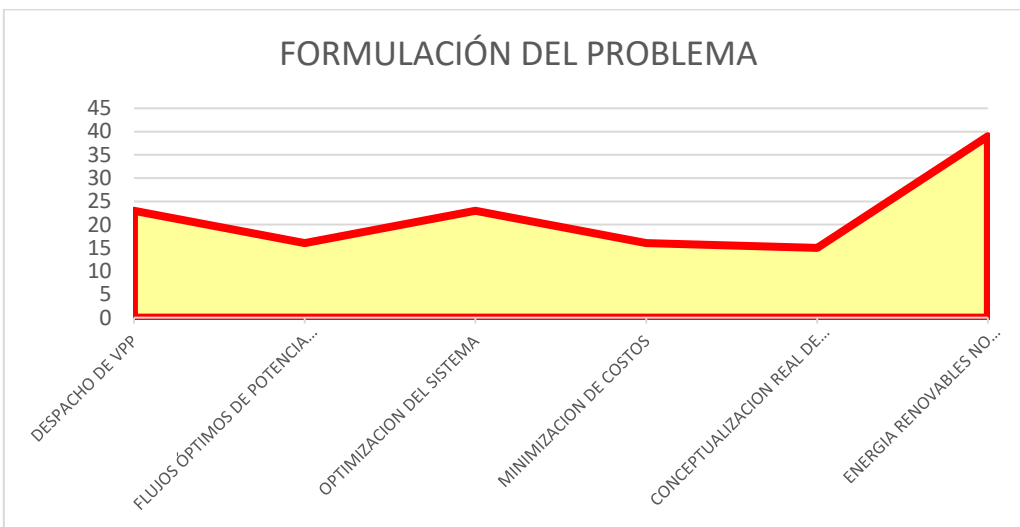
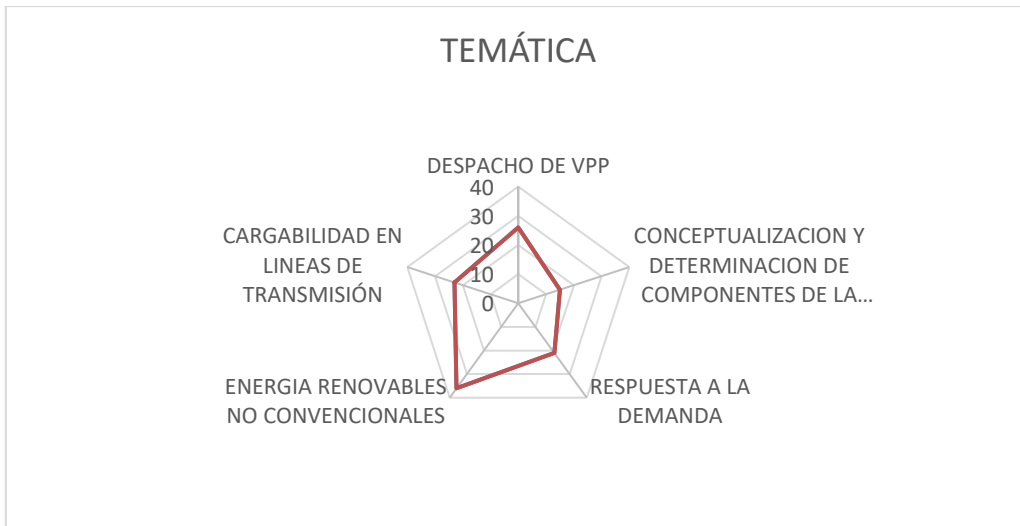


Figura 18. Indicadores de estado del arte

10. Anexo 1: Datos técnicos del sistema IEEE 30 barras.

Tabla 10: Demanda del sistema

| Nodo | Demanda del sistema | |
|------|---------------------|-------|
| | Pd | Qd |
| 1 | 0,00 | 0,00 |
| 2 | 24,89 | 14,56 |
| 3 | 2,75 | 1,38 |
| 4 | 8,72 | 1,83 |
| 5 | 108,03 | 21,79 |
| 6 | 0,00 | 0,00 |
| 7 | 26,15 | 12,50 |
| 8 | 34,40 | 34,40 |
| 9 | 0,00 | 0,00 |
| 10 | 6,65 | 2,29 |
| 11 | 0,00 | 0,00 |
| 12 | 12,84 | 8,60 |
| 13 | 0,00 | 0,00 |
| 14 | 7,11 | 1,83 |
| 15 | 9,40 | 2,87 |
| 16 | 4,01 | 2,06 |
| 17 | 10,32 | 6,65 |
| 18 | 3,67 | 1,03 |
| 19 | 10,89 | 3,90 |
| 20 | 2,52 | 0,80 |
| 21 | 20,07 | 12,84 |
| 22 | 0,00 | 0,00 |
| 23 | 3,67 | 1,83 |
| 24 | 9,98 | 7,68 |
| 25 | 0,00 | 0,00 |
| 26 | 4,01 | 2,64 |
| 27 | 0,00 | 0,00 |
| 28 | 0,00 | 0,00 |
| 29 | 2,75 | 1,03 |
| 30 | 12,16 | 3,33 |

Tabla 11: Niveles de voltaje

| Nodo | Voltaje (kV) |
|-------------------|--------------|
| 1-8,28 | 132,00 |
| 9,00 | 1,00 |
| 10,12,14-27,29,30 | 33,00 |
| 11,13 | 11,00 |

Tabla 12: Datos de las líneas de transmisión

| Nodo | Nini | Nfin | R (pu) | X (pu) | B (pu) |
|------|------|------|--------|--------|--------|
| L1 | 1 | 2 | 0.0192 | 0.0575 | 0.0528 |
| L2 | 1 | 3 | 0.0452 | 0.1652 | 0.0408 |
| L3 | 2 | 4 | 0.057 | 0.1737 | 0.0368 |
| L4 | 3 | 4 | 0.0132 | 0.0379 | 0.0084 |
| L5 | 2 | 5 | 0.0472 | 0.1983 | 0.0418 |
| L6 | 2 | 6 | 0.0581 | 0.1763 | 0.0374 |
| L7 | 4 | 6 | 0.0119 | 0.0414 | 0.009 |
| L8 | 5 | 7 | 0.046 | 0.116 | 0.0204 |
| L9 | 6 | 7 | 0.0267 | 0.082 | 0.017 |
| L10 | 6 | 8 | 0.012 | 0.042 | 0.009 |
| L11 | 6 | 9 | 0 | 0.208 | 0 |
| L12 | 6 | 10 | 0 | 0.556 | 0 |
| L13 | 9 | 11 | 0 | 0.208 | 0 |
| L14 | 9 | 10 | 0 | 0.11 | 0 |
| L15 | 4 | 12 | 0 | 0.256 | 0 |
| L16 | 12 | 13 | 0 | 0.14 | 0 |
| L17 | 12 | 14 | 0.1231 | 0.2559 | 0 |
| L18 | 12 | 15 | 0.0662 | 0.1304 | 0 |
| L19 | 12 | 16 | 0.0945 | 0.1987 | 0 |
| L19 | 14 | 15 | 0.221 | 0.1997 | 0 |
| L20 | 16 | 17 | 0.0524 | 0.1923 | 0 |
| L21 | 15 | 18 | 0.1073 | 0.2185 | 0 |
| L22 | 18 | 19 | 0.0639 | 0.1292 | 0 |
| L23 | 19 | 20 | 0.034 | 0.068 | 0 |
| L24 | 10 | 20 | 0.0936 | 0.209 | 0 |
| L25 | 10 | 17 | 0.0324 | 0.0845 | 0 |
| L26 | 10 | 21 | 0.0348 | 0.0749 | 0 |
| L27 | 10 | 22 | 0.0727 | 0.1499 | 0 |
| L28 | 21 | 22 | 0.0116 | 0.0236 | 0 |
| L29 | 15 | 23 | 0.1 | 0.202 | 0 |
| L30 | 22 | 24 | 0.115 | 0.179 | 0 |
| L31 | 23 | 24 | 0.132 | 0.27 | 0 |
| L32 | 24 | 25 | 0.1885 | 0.3292 | 0 |
| L33 | 25 | 26 | 0.2544 | 0.38 | 0 |
| L34 | 25 | 27 | 0.1093 | 0.2087 | 0 |
| L35 | 28 | 27 | 0 | 0.396 | 0 |
| L36 | 27 | 29 | 0.2198 | 0.4153 | 0 |
| L37 | 27 | 30 | 0.3202 | 0.6027 | 0 |
| L38 | 29 | 30 | 0.2399 | 0.4533 | 0 |
| L39 | 8 | 28 | 0.0636 | 0.2 | 0.0428 |
| L40 | 6 | 28 | 0.0169 | 0.0599 | 0.013 |
| L41 | 1 | 2 | 0.0192 | 0.0575 | 0.0528 |

Tabla 13: Datos de transformadores

| Trans. | Nini | Nfin | S(MVA) |
|---------------|-------------|-------------|---------------|
| 1 | 6 | 9 | 400 |
| 2 | 6 | 10 | 100 |
| 3 | 9 | 11 | 100 |
| 4 | 9 | 10 | 100 |
| 5 | 4 | 12 | 100 |
| 6 | 12 | 13 | 100 |
| 7 | 28 | 27 | 100 |

Tabla 14: Datos de generadores

| Gen. | Nodo | Pmax | Qmax | a | b | c | UR | DR |
|-------------|-------------|-------------|-------------|----------|----------|----------|-----------|-----------|
| G1 | 1 | 360 | 300 | 0.00375 | 2.00 | 0 | 65 | 85 |
| G2 | 2 | 140 | 100 | 0.0175 | 1.75 | 0 | 12 | 22 |
| G3 | 5 | 100 | 80 | 0.0625 | 1.00 | 0 | 12 | 15 |
| G4 | 8 | 300 | 80 | 0.00834 | 3.25 | 0 | 08 | 16 |
| G5 | 11 | 300 | 50 | 0.02500 | 3.00 | 0 | 06 | 09 |
| G6 | 13 | 300 | 50 | 0.02500 | 3.00 | 0 | 08 | 16 |