

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

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

**TEMA:
FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA REACTIVA BASADO EN ÓPTIMO DESPACHO DE
CARGA USANDO GAMS**

**AUTOR:
ISRAEL JACOBO ROMERO RAMOS**

**TUTOR:
SANTIAGO RAÚL ESPINOSA GUALOTUÑA**

Quito, febrero del 2017

Israel Jacobo Romero Ramos

**FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA REACTIVA BASADO EN ÓPTIMO
DESPACHO DE CARGA USANDO GAMS**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2017

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña de autores e información de contacto:



Israel Jacobo Romero Ramos (Y´1989-M´10) nació en Ambato, Ecuador. Bachiller en Ciencias con Especialización Químico-Biólogo en el Instituto Tecnológico “RUMIÑAHUP”, Ecuador 2007. Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en técnicas de modelación y simulación matemática orientados a los flujos óptimos de potencia reactiva basado en óptimo despacho de carga usando GAMS.

djelveisr@hotmail.com

Dirigido por:



Santiago Raúl Espinosa Gualotuña (Y´1983-M´10), nació en Quito, Ecuador. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional, Ecuador en 2007. Sus principales áreas de investigación incluyen Operación de los Sistemas de Potencia, Transacciones Internacionales de Energía, Mercado Eléctrico, Sistemas de energía Renovable y Eficiencia Energética. Actualmente trabaja en la Agencia de Regulación y Control de Energía del Ecuador, además es profesor e investigador en la Universidad Politécnica Salesiana – Quito Ecuador

sespinosa@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

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

DERECHOS RESERVADOS

2017 Universidad Politécnica Salesiana

Quito – Ecuador

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de *titulación* *FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA REACTIVA BASADO EN ÓPTIMO DESPACHO DE CARGA USANDO GAMS* realizado por Israel Jacobo Romero Ramos, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, febrero de 2017



.....
Santiago Raúl Espinosa Gualotuña
Cédula de identidad: 1714541412

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo/ ISRAEL JACOBO ROMERO RAMOS con documento de identificación N°1804461331, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de titulación intitulado: "FLUJOS OPTIMOS DE POTENCIA REACTIVA BASADO EN OPTIMO DESPACHO DE CARGA USANDO GAMS", 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 impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.



Nombre: ISRAEL JACOBO ROMERO RAMOS

Cédula: 1804461331

Fecha: Quito, febrero de 2017

TABLA DE CONTENIDO

1. Introducción.....	2
2. Flujo de potencia en sistemas eléctricos.....	2
2.1. Flujo óptimo de potencia en sistemas eléctricos.....	4
2.1.1. Programación no lineal y su implicación en los flujos de potencia.....	4
3. Planteamiento del problema.....	5
3.1. Modelación matemática del problema propuesto.....	6
3.1.1. Función Objetivo.....	6
3.2. Restricciones para el modelo.....	6
3.2.1. Restricción de balance de potencia activa.....	6
3.2.2. Restricción de balance de potencia reactiva.....	7
3.2.3. Restricciones de voltaje.....	7
3.2.4. Restricción en el ángulo del Voltaje en nodos.....	7
3.2.5 Restricción relacionada a la potencia transferible por los enlaces.....	7
3.2.6. Restricción de potencia activa de generadores.....	8
3.2.7. Restricción de potencia reactiva de generadores.....	9
3.2.8. Modelo matemático a optimizar.....	9
3.3. Descripción del caso de estudio.....	9
3.3.1. Diagrama de la RED.....	9
3.3.2. Parámetros del modelo.....	9
4. Análisis de resultados.....	10
5. Conclusiones.....	13
6. Referencias.....	14
Anexo.....	16
Estado del Arte.....	17

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Algoritmo de flujo de potencia óptimo.....	5
Tabla 2: Solvers de GAMS.	6
Tabla 3: Demanda de Carga.....	9
Tabla 4: Potencia para transformadores.....	10
Tabla 5: Límite de capacidad de los generadores	10
Tabla 6: Valores del Potencia Máxima a transferirse para líneas de transmisión.....	10
Tabla 7: Parámetros de las líneas de transmisión.....	10
Tabla 8: Resultado. Valores de Potencia Activa y Reactiva de los Generadores (MW y MVAR).	11
Tabla 9: Resultado de pérdidas Potencia Activa y Reactiva en el sistema.	11
Tabla 10: Resultado de voltajes en Nodos.	12

INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Gradiente longitudinal en línea de trasmisión de 154 kV [22].....	8
Figura 2: Potencia activa de los generadores.	11
Figura 3: Potencia reactiva de los generadores.....	11
Figura 4: Pérdidas en el sistema.....	12
Figura 5: Magnitud de Voltajes en Nodos en P.U.	12
Figura 6: Potencia Activa que circula en líneas de trasmisión vs Potencia máxima de transferencia de líneas	12
Figura 7: Potencia Activa que circula en líneas de trasmisión vs Potencia máxima de transferencia de líneas	12
Figura 8: Potencia Reactiva que circula en líneas de trasmisión.	13
Figura 9: Diagrama del Sistema de 14 NODO.....	16
Figura 10: Matriz de estado del arte.....	19
Figura 11: Resumen e Indicadores del estado del arte.....	19
Figura 12: Indicadores del estado del Arte	19

FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA REACTIVA BASADO EN ÓPTIMO DESPACHO DE CARGA USANDO GAMS

Resumen

En el presente artículo se plantea, modela y resuelve el problema del flujo de potencia con el objetivo de reasignar el flujo de reactivos en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) a fin de minimizar su pérdida y evaluar sus ventajas, para tal efecto se utilizaron los parámetros de generadores, barras, líneas y cargas del caso de 14 barras de DigSilent Power Factory, siendo este considerado como el modelo de SEP a usarse para los análisis pertinentes. El objetivo a plantearse del presente trabajo es la minimización de las pérdidas potencia reactiva utilizando el modelos de programación no lineal (PNL) a través del software GAMS, y aplicando el MINOS como solver el cual emplea el método de gradiente reducido para restricciones lineales y función objetivo no lineal, y para problemas con restricciones no lineales utiliza el algoritmo lagrangiano aumentado, una vez obtenidos los resultados de la optimización con GAMS serán analizados y se comparados con los resultados de la simulación del caso de 14 barras, para de esta forma obtener aspectos concluyentes sobre el beneficio de resolver un problema de flujo óptimo de potencia enfocado a la minimización de potencia reactiva en un sistema.

Palabras Clave: Optimización de Sistemas, Potencia Activa, Potencia Reactiva, Reducción de pérdidas, Sistemas Eléctricos de Potencia.

Abstract

In this paper, it is proposed, modeled and solved the power flow problem with the objective of reassigning the reagents flow in a Power Electrical System (PES), in order to minimize its losses and to evaluate its advantages. For this purpose the parameters of generators, bars, lines and loads of the case of 14 bars of DigSilent Power Factory were used, being considered similar to the SEP model, being used for pertinent analyzes.

The aim of this work is to minimize reactive power losses, using the nonlinear programming models (NPL) through the GAMS software, and applying the MINOS as solver, which uses the reduced gradient method for linear constraints and nonlinear function objective, and also for problems with nonlinear constraints, it is used the lagrangian increased algorithm. Once the results of the optimization with GAMS were obtained, it will be analyzed them and compared with the results of the simulation case of 14 bars, in order to obtain conclusions about the benefit of solving an optimal power flow problem, focused on the minimization of reactive power in a system.

Keywords: Active Power, Electrical Power System, Loss Reduction, Systems Optimization, Reactive Power.

1. Introducción.

La operación de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) requiere que los operadores efectúen un control de las diferentes variables eléctricas para mantener una transferencia de potencia en condiciones normales de operación en el sistema eléctrico a fin de abastecer la demanda en condiciones técnicas y económicas factibles, considerando en todo momento las características que debe tener un sistema eléctrico como son: la confiabilidad, la seguridad y la economía en su operación [1].

Por las complejidades de los SEP modernos es necesario realizar estudios que identifiquen y alerten sobre potenciales deficiencias en la operación del mismo; y, así de manera técnica, prevenir y corregir estas situaciones [2].

En este contexto, una de las herramientas de análisis es el flujo de potencia, el cual permite obtener las variables eléctricas de un sistema de potencia en un estado estacionario, regido por ciertas condiciones preestablecidas tomando en cuenta las características de la generación, carga y topología de la red [2]. Un estudio de flujos de potencia determina los flujos de energía eléctrica en todo el sistema, desde los generadores hasta la carga, de igual manera permite calcular el valor de diferentes variables como son: voltajes y ángulos en nodos, suministro y demanda de potencia activa y reactiva en cada nodo, potencia transmitida por las líneas de transmisión, pérdidas en el sistema, entre otras variables de interés. [3]

En un sistema eléctrico convencional unas de las funciones más relevantes es el control de voltaje en los diferentes nodos que componen el sistema, en este sentido, la red eléctrica puede analizarse en dos puntos extremos [4]:

- Demanda mínima del sistema, caracterizada por un bajo consumo de potencia por parte de los consumidores y niveles altos de voltaje.
- Demanda máxima del sistema caracterizada por un alto consumo de potencia por parte de los consumidores, incremento de pérdidas y bajos niveles de voltaje.

En cualquiera de los dos escenarios, los sistemas eléctricos pueden ser susceptibles de ciertos problemas en la operación del sistema, asociados principalmente a la variación de la magnitud de los voltajes, reducción de la capacidad de transmitir la energía, incremento de las pérdidas e inestabilidad transitoria tanto en la magnitud como el ángulo de voltaje. [4] Para contrarrestar estas situaciones operacionales es necesaria la utilización de herramientas que permitan prever y controlar los flujos de potencia [5].

Con base a lo mencionado, el Flujo Óptimo de Potencia (FOP) está considerado como una herramienta cuyo fin es cumplir a una función objetivo satisfaciendo restricciones operativas inherentes a la operación de los sistemas de potencia, para el efecto es necesaria utilización de métodos de optimización, con la finalidad de que las variables de control estén dentro de sus límites (flujo de potencia entre líneas, potencia activa y reactiva de generadores, magnitud de voltaje en nodos, entre otras). Para resolver el FOP, es necesario entender que los sistemas eléctricos están sometidos a un conjunto de restricciones dentro de las cuales incluyen límites de potencia activa y reactiva a entregar, cantidad de carga posible en los flujos de transmisión por las líneas de interconexión, entre otros, aspectos que deben ser modelados y resueltos a través de las técnicas de optimización. [5]

2. Flujo de potencia en sistemas eléctricos

Para los sistemas de suministro de energía eléctrica, los estudios de flujos de potencia tienen un papel importante en la planeación, diseño e implementación de las instalaciones actuales y futuras en los SEP [6].

El problema del flujo de potencia radica en calcular la magnitud del voltaje y el ángulo de fase en cada Nodo de interconexión en un sistema de potencia en condiciones estables [7]. De estos cálculos se obtiene como valor añadido los flujos de potencia activa y reactiva en todos los diferentes puntos que componen el sistema eléctrico: líneas de transmisión, transformadores y barras o nodos; así como las

pérdidas en los diferentes elementos del sistema [8].

Para resolver el problema del flujo de potencia es requirente el uso de las matrices de admitancias e impedancias del sistema. Estas matrices son obtenidas a partir de los datos del diagrama unifilar del sistema y los circuitos equivalentes de todos los elementos que lo componen. Posteriormente, se aplican las leyes de Kirchoff para analizar el comportamiento de los voltajes y las corrientes [6].

Con base a lo citado, el voltaje en un nodo en coordenadas polares está definido por:

$$V_i = |V_i|(\cos \delta_i + j \sin \delta_i) \quad (1)$$

Donde:

$|V_i|$ = Magnitud de voltaje en el nodo i

δ_i = Ángulo del voltaje en el nodo i

La corriente que se inyecta a un nodo i está definida por

$$I_i = \sum_{n=1}^N Y_{in} V_n \quad (2)$$

Donde:

I_i = Corriente en nodo i

Y_{in} = In-ésimo elemento de Matriz de Admitancia.

V_n = Voltaje en el nodo n

N = Cantidad total de nodos

Dado que la potencia es el producto de la corriente y el voltaje se obtiene.

$$P_i - jQ_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_n V_i| \angle \theta_{in} + \delta_n - \delta_i \quad (3)$$

Donde:

P_i = Potencia activa que entra a la red a través del nodo i

Q_i = Potencia reactiva que entra a la red a través del nodo i

$|Y_{in}|$ = In-ésimo elemento de Matriz de Admitancia.

$|V_n|$ = Voltaje en nodo n

θ_{in} = in - esimo angulo de voltaje

δ_n = Ángulo de voltaje en el nodo n

Al expandir y separar los términos de la expresión anterior, se obtiene:

$$P_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_n V_i| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (4)$$

$$Q_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_n V_i| \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (5)$$

Las ecuaciones (4) y (5) se constituyen en ecuaciones fundamentales para la resolución de los flujos de potencia, ya que permite obtener los flujos por todos los elementos que se encuentran conectados a un determinado nodo. Adicional a lo mencionado, estas expresiones son restricciones para proceder a la optimización de los flujos de potencia.

En la resolución del problema general del flujo de potencia se deben identificar tres tipos de barras, las cuales son: i) Barra de carga, la cual generalmente no tiene generación y se conoce la potencia real y un factor de potencia de acuerdo a los registros históricos; ii) Barra de voltaje controlado, en esta barra se mantiene constante la magnitud del voltaje, asociado a dicha barra se encuentra conectado un elemento que entrega constantemente de potencia activa al sistema; y, iii) Barra de compensación u oscilante, en la cual el ángulo del voltaje sirve como referencia para todos los demás ángulos, generalmente esta barra está asociada a un generador o grupos de generadores de gran envergadura que permita compensar los desvíos producidos en la operación de los SEP.

En cada tipo de barra se identificó el ángulo del voltaje (δ), la magnitud del voltaje $|V|$, así como también la potencia activa y reactiva P y Q [6].

En la operación de los sistemas de potencia, existen magnitudes y ángulos de voltaje de nodos cuyos valores no son conocidos o preestablecidos de antemano, por lo tanto, no forman parte de los datos de entrada para el flujo de potencia y por ello reciben el nombre de variables de estado o variables dependientes, ya que sus valores describen el

estado del sistema y dependen de las cantidades eléctricas especificadas en los nodos.

Las funciones que permiten resolver el problema del flujo de potencia son del tipo no lineal, aspecto por el cual se emplean técnicas iterativas para su resolución, entre los métodos más comunes de resolución se mencionan los métodos de Gauss-Seidel y Newton-Raphson, independientemente es necesario indicar que existen diversos métodos de resolución a este problema.

Si bien un flujo de potencia de forma general determina los valores de las variables eléctricas, toda esta problemática induce que en los sistemas eléctricos, la transmisión de flujos de potencia deben realizarse de manera eficiente, para lo cual debe minimizarse o maximizarse aspectos relacionados a la entrega de energía, entre las funciones más comunes pueden señalarse la minimización de las pérdidas o los costos de producción de energía eléctrica, o en su defecto la maximización del beneficio por la energía entregada a los consumidores [9].

Por lo expuesto, la situación operacional del sistema eléctrico conlleva a que el problema relacionado con la transmisión de flujos de potencias se convierta en un problema de flujo óptimo de potencia de sistemas eléctricos para así poder operar con los indicadores de calidad y eficiencia que demandan los estándares nacionales e internacionales [9].

2.1. Flujo óptimo de potencia en sistemas eléctricos.

La resolución del problema de flujo óptimo de potencia se obtiene a través de la programación no lineal, cuyo modelo fue definido al comienzo de la década del 60 [11] y resuelto aplicando el método del gradiente reducido. En la actualidad existen distintas formas de realizar los cálculos y resolver el problema del flujo óptimo potencia, pero básicamente estos métodos se dividen en dos grandes categorías: los basados en optimización matemática clásica y los basados en los métodos heurísticos [10].

En la resolución de la primera categoría se encuentran los métodos de programación lineal, programación no lineal, programación cuadrática, método de Newton y método del gradiente [10]; mientras que en la segunda categoría se encuentran los algoritmos genéticos, los métodos basados en inteligencia artificial.

La cual se encuentra sujeta a restricciones de índole de igualdad o desigualdad, o ambas inclusive, relacionadas a la operación de los sistemas eléctricos de potencia.

La función objetivo puede ser establecida para diversas situaciones, entre las más comunes se relaciona con: i) La obtención de costos mínimos en cuanto a generación, ii) La reducción de pérdidas en la transferencia de la energía por la red en un momento dado; y, iii) La maximización del beneficio social neto a la hora de entregar la energía consumida [10].

2.1.1. Programación no lineal y su implicación en los flujos de potencia.

La solución de cualquier problema de flujo de potencia está directamente relacionada con la solución de ecuaciones no lineales, es decir que está relacionada con la solución de \bar{x} (variables de estado), cuya forma genérica se muestra en la ecuación (6):

$$\bar{G}(\bar{x}, \bar{u}, \bar{p}) = \bar{0} \quad (6)$$

Donde:

\bar{x} : vector de variables de estado, contiene los voltajes y ángulos desconocidos

\bar{u} : vector de control, formado por magnitudes de voltaje en las barras PV, magnitud de voltaje en la barra oscilante, potencias activas de generación PV y taps en transformadores.

\bar{p} : vector de variables especificadas

Este tipo de formulación genérica es aceptable solo cuando $\bar{h}(\bar{x}, \bar{u})$ se encuentra entre los rangos aceptables. Donde $\bar{h}(\bar{x}, \bar{u})$ es la función que relaciona las variables de estado o dependientes con las variables de control [12]. La solución está condicionada a que todas las variables se encuentren dentro de los rangos de operatividad del sistema [13]. De manera

similar a cualquier problema de optimización, se deben realizar iteraciones de acuerdo al método de resolución elegido hasta obtener una solución que cumpla con todas las restricciones y que satisfaga la función objetivo. En un SEP las variables que permiten el control y a su vez modifican el flujo de potencia son la potencia de generación, posición de taps de transformadores, bancos de capacitores, entre otros.

Dentro de los matices que componen un problema de flujo óptimo de potencia, se establece la condición de que los valores de las variables de control, las cuales varían según las características definidas en cada problema, obteniendo como resultado una óptima solución, satisfaciendo al mismo tiempo las ecuaciones de flujo de potencia [14]. Esto se puede apreciar de manera genérica en la ecuación (7):

$$\begin{aligned} & m \quad \overline{f}(\bar{x}, \bar{u}, \bar{p}) & (7) \\ \text{s. a. } & \overline{H}(\bar{x}, \bar{u}, \bar{p}) = 0 \\ & \text{y } \overline{G}(\bar{x}, \bar{u}, \bar{p}) < 0 \end{aligned}$$

Donde:

$\overline{f}(\bar{x}, \bar{u}, \bar{p})$: Función objetivo.

$\overline{H}(\bar{x}, \bar{u}, \bar{p})$: Representa r restricciones de igualdad. $\overline{G}(\bar{x}, \bar{u}, \bar{p})$: Representa m restricciones de desigualdad.

El modelo matemático mostrado en (7) muestra de forma general el problema de optimización no lineal que puede ser resuelto por los algoritmos utilizados por las técnicas de optimización.

3. Planteamiento del problema

A fin de resolver el problema de flujo óptimo de potencia, se procedió con la ejecución de la metodología mostrada en la Tabla 1, misma que es descrita a manera de pseudocódigo.

Tabla 1: Algoritmo de flujo de potencia óptimo

Paso 1: Inicio flujo de potencia óptima
Paso 2: introducir valores de escalares, índices y parámetros del sistema (generadores, nodos, ramas)
Paso 3: Set Parámetros admitancias
Paso 4: Calcular matriz de admitancia
Definir la sumatoria de admitancias
Realizar el producto de las admitancias con voltajes de barra.
Determinar la admitancia de cada barra.
Despejar la matriz de admitancias generadas
Paso 5: Plantear problema de optimización
Indicar Valores iniciales de las variables eléctricas
Set variables potencias, voltajes, pérdidas
Set Ecuaciones de flujos de potencias y pérdidas.
Definir restricciones de igualdad (restricción de potencias activa y reactiva)
Definir Restricciones de desigualdad (magnitud de voltaje, SIL, ángulos, potencias de generación)
Minimización de la función objetivo sujeto a las restricciones operativas del SEP
Paso 5: Visualización de Análisis de resultados a través de los resultados del caso analizado.
Paso 6: Fin

Ahora para resolver el problema matemático relacionado con la PNL, se usó el Sistema General de Modelado Algebraico (GAMS por sus siglas en ingles). Este es un lenguaje de alto nivel para la resolución de problemas matemáticos, el cual tiene como ventajas que el usuario puede usar diferentes algoritmos de solución. El programa GAMS incorpora diferentes algoritmos de resolución de problemas de programación lineal, no lineal, entera y cuadrática. Algunos de los solvers que contiene GAMS se enumeran en la Tabla 2: Solvers de GAMS.

Para la resolución de flujos óptimos de potencia reactiva, se utilizó el solver denominado “MINOS”, el cual es un algoritmo que está diseñado para resolver problemas a larga escala de optimización utilizando el método de gradiente reducido para restricciones y funciones objetivos no lineales, dicho solver utiliza el algoritmo lagrangiano aumentado. Además de lo citado, de la literatura técnica revisada se ha garantizado el uso de este solver por parte de varios investigadores [21] [22].

Tabla 2: Solvers de GAMS.

Problemas	Solver
PNL	CONOPT, MINOS, ...
PL	OSL, CPLEX, MINOS, BDMLP, XA, ...
MIP	OSL, ZOOM, CPELX, XA
MINLP	DICOPT

3.1. Modelación matemática del problema propuesto

Para la formulación y resolución del problema del flujo óptimo de potencia se ha considerado el sistema de 14 barras de DigSilent PowerFactory, del cual se obtienen todos los parámetros eléctricos relacionados a: capacidad de los generadores, admitancias de líneas, potencias de carga y límites para líneas de transmisión y transformadores.

El planteamiento del modelo a resolver mantiene una estructura general, la cual contiene una función objetivo, sujeta a una serie de restricciones lineales, no lineales, de igualdad y/o desigualdad, considerando además que las variables de entrada pueden estar sujetas a restricciones [18] [17].

El problema de optimización que se desea resolver es la minimización de las pérdidas de potencia reactiva garantizando que las restricciones o límites de operación del sistema se mantengan dentro de niveles establecidos para garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema. Para ello se plantea los siguientes aspectos:

3.1.1. Función Objetivo.

La función objetivo del presente estudio corresponde a la minimización de pérdidas de potencia reactiva en el sistema, mediante la minimización de la potencia reactiva inyectada al sistema, cuya expresión corresponde a:

$$FO = \text{Min} (Q_L) \rightarrow Q_L = \sum_i Q_g - \sum_j Q_c \quad (8)$$

Donde:

Q_L = Pérdida de potencias reactivas del sistema

Q_g =Potencia reactiva de generación en el nodo i.

Q_c =Potencia reactiva consumida por las cargas en el nodo j.

Dicha función objetivo, está sujeta a restricciones operativas inherentes al sistema eléctrico de potencia y a los elementos que lo constituyen.

Es importante señalar que la función objetivo tiene una relación directa con los niveles de los voltajes en las diferentes barras de un sistema eléctrico, así como de sus ángulos, por lo tanto, la solución del problema establecerá los nuevos valores de las variables de estado. [19].

3.2. Restricciones para el modelo

La búsqueda de una solución para el problema de optimización se la realiza en una zona denominada “zona factible” siendo esta el espacio de solución delimitado por cada una de las restricciones que se plantean en el problema.

Este tipo de restricciones tienen el carácter de ser igualdades o desigualdades [3]. Para este caso específico, las restricciones que permiten obtener el flujo óptimo de potencia, son las siguientes:

3.2.1. Restricción de balance de potencia activa.

La potencia activa que ingresa a un nodo debe estar en balance con la misma cantidad de potencia activa que fluye al sistema en ese mismo nodo, por lo tanto, la formulación del balance de la potencia activa será:

$$P_g - P_c - P_i = 0$$

$$P_i = |V_i|^2 |G_{ii}| + \sum_{n=1}^N |V_i V_n| [G_{in} \cos(\delta_n - \delta_i) - B_{in} \sin(\delta_n - \delta_i)], i \in N \quad (9)$$

Donde:

P_g =Potencia activa generada en el nodo i.

P_c =Potencia consumida por la carga en el nodo i.

P_i = Potencia neta activa en el nodo i.

$|V_i V_n|$ = Módulos de voltaje en el nodo i y n .
 δ_n, δ_i = Ángulos de voltaje en el nodo i y n .
 G_{ii} = ii -ésimo elemento de la matriz propia de conductancia nodal.
 N = Cantidad total de nodos.
 B_{ii} = ii -ésimo elemento de la matriz mutua de susceptancia nodal.
 G_{in} = in -ésimo elemento de la matriz mutua de conductancia nodal.

3.2.2. Restricción de balance de potencia reactiva.

Aplicando el concepto del numeral anterior, se concluye de la misma manera que, la potencia reactiva que ingresa a un nodo debe estar en balance con la misma cantidad de potencia reactiva que fluye hacia el sistema en el mismo nodo, por lo tanto, la formulación de la potencia reactiva será:

$$Q_g - Q_c - Q_i = 0$$

$$Q_i = |V_i|^2 [B_{ii} + \sum_{n=1}^N |V_n V_i| [B_{in} \cos(\delta_n - \delta_i) - G_{in} \sin(\delta_n - \delta_i)]], i = 1, \dots, N \quad (10)$$

Donde:

Q_c = Potencia reactiva demanda por la carga en el nodo i .

Q_i = Potencia reactiva neta en el nodo i .

B_{ii} = ii -ésimo elemento de la matriz propia de susceptancia nodal.

3.2.3. Restricciones de voltaje.

La restricción de voltaje se basa en límites mínimos y máximos en función de los rangos de calidad de voltaje.

$$V_{m\ i} \leq V_i \leq V_{M\ i} \quad (11)$$

Donde:

$V_{m\ i}$ = Valor mínimo de voltaje en el nodo i .

$V_{M\ i}$ = Valor máximo de voltaje en el nodo i .

V_i = Valor de voltaje en el nodo i .

$i = 1, \dots, N$ = Número de nodos.

Los límites de voltaje en cada barra son de 5% o 10% por debajo y por encima del voltaje nominal [20]. En este estudio se usó +5% como valor más restrictivo. Por lo tanto, el límite de voltaje V_i establecido se encontrará en el intervalo de:

$$0,95 \leq V_i \leq 1,05 \quad (12)$$

3.2.4. Restricción en el ángulo del Voltaje en nodos.

La restricción de los ángulos de fase en nodo se basa en límites mínimos y máximos que va en función de la operación permanente de la línea, Entonces:

$$\delta_{m\ i} \leq \delta_i \leq \delta_{M\ i} \quad (13)$$

Donde:

$\delta_{m\ i}$ = Valor mínimo del ángulo en el nodo i .

$\delta_{M\ i}$ = Valor máximo del ángulo en el nodo i .

δ_i = Valor de ángulo en el nodo i .

$i = 1, \dots, N$ = Número de nodos.

Los ángulos de fase en una línea en operación permanente se encuentran en un rango de $\pm 30^\circ$ [20].

$$-30^\circ \leq \delta_i \leq 30^\circ \quad (14)$$

3.2.5 Restricción relacionada a la potencia transferible por los enlaces.

Esta restricción está relacionada con la capacidad de potencia a ser transferida por las líneas, aspecto que recae en la seguridad del sistema, para ello el flujo de potencia en los enlaces (líneas o transformadores) debe ser menor a la capacidad nominal de los mismos con el propósito de no sobrecargarlos [18]. Estos límites son constructivos por lo tanto dependen de cada transformador o línea.

Para las líneas de transmisión los límites comúnmente asociados son: limite térmico y limite por cargabilidad.

Para el caso de estudio, se empleará el limite por cargabilidad que puede valorarse a partir

de la relación existente entre la potencia real y la potencia reactiva que fluye a través de la línea. Este límite señala que, al aumentar el flujo potencia activa aumenta la potencia reactiva que consume la línea, por tanto, existe un valor de potencia activa donde el requerimiento de potencia reactiva es cero, este valor se conoce como SIL (*Surge Impedance Loading*) [21]. El SIL depende de la inductancia y capacitancia, así como de los valores de voltaje en la línea. Al incrementar el voltaje en una línea de transmisión se puede incrementar la potencia transmitida sin generar pérdidas. Por otra parte, es posible usar más de una línea de transmisión lo que reduciría la impedancia y por lo tanto aumentaría de igual manera la capacidad de transmisión. En resumen, se puede decir que conforme el voltaje aumenta y la impedancia disminuye, la capacidad de la línea de transmisión aumenta. La ecuación que permite determinar el SIL se define como:

$$S = \frac{(K_L)^2}{\sqrt{\frac{L}{C}}} \quad (15)$$

Donde:

K_L : Nivel de voltaje entre fases

L : Inductancia serie

C : Capacitancia en derivación

$\sqrt{\frac{L}{C}}$: Impedancia característica de la línea

Es importante indicar que si la carga de una es menor que la potencia natural, la potencia reactiva generada por la línea (B^2) será mayor que la consumida por la reactancia (X^2) y por ende la línea se convertirá una fuente de reactivos que se entregan hacia ambos extremos, así mismo si la carga de línea es mayor que la potencia natural, la potencia reactiva generada por una línea (B^2) será menor aquella consumida por la propia reactancia (X^2) y por ende la diferencia deberá ser suplida desde fuentes externas en el sistema, ya sea en uno o ambos extremos, cabe indicar que las cantidades por inyectarse crecen fuertemente con la tensión, por lo que resulta menos económico cargar líneas con potencias superiores a la natural,

sin embargo si bien en 66 KV se suele llegar a 3 SIL, en 154 KV no se supera los 2 SIL, y en 220 KV el 1.5 SIL, de acuerdo se observa en la Figura 1 [23] [24].

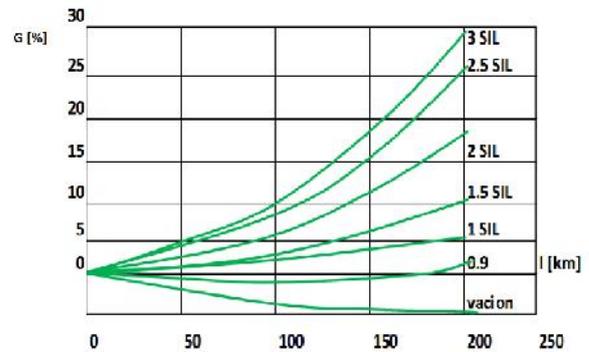


Figura 1: Gradiente longitudinal en línea de transmisión de 154 kV [22].

Entonces la potencia máxima a ser transferida para el caso de estudio será [23] [25]:

$$P_j^{m\acute{a}x} = \frac{(V_L)^2}{\sqrt{\frac{B_p}{X_p}}} \quad 3 \quad (16)$$

Donde:

$P_j^{m\acute{a}x}$ = Potencia activa máxima a ser transferida entre el nodo j y el nodo k.

B_p = Susceptancia por unidad.

X_p = Reactancia por unidad.

Ahora la restricción relacionada al flujo de potencia entonces queda definida según la ecuación:

$$|P_j| - |P_j^{m\acute{a}x}| \leq 0 \quad (17)$$

Donde:

P_j = Potencia activa entre el nodo j y el nodo k.

3.2.6. Restricción de potencia activa de generadores.

Esta restricción se define por la capacidad máxima y mínima de potencia activa que pueden entregar los generadores al sistema dependiendo de la curva de capacidad del generador.

$$P_{j\ m} < P_j < P_{j\ m} \quad (18)$$

Donde:

P_{jm} = Potencia activa mínima del generador j.
 P_{jm} = Potencia activa máxima del generador j.
 j = Índice de generadores.

3.2.7. Restricción de potencia reactiva de generadores.

Esta restricción se determina por la capacidad máxima y mínima de potencia reactiva que pueden entregar los generadores al sistema dependiendo de la curva de capacidad del generador.

$$Q_{jm} < Q_j < Q_{jm} \quad (19)$$

Donde:

Q_{jm} = Potencia reactiva mínima del generador j.
 Q_{jm} = Potencia reactiva máxima del generador j.
 j = Índice de generadores.

3.2.8. Modelo matemático a optimizar.

Con base a lo expuesto, el modelo matemático a ser resuelto para obtener una solución óptima para el flujo de potencia reactiva en la red eléctrica del caso estudiado resulta ser:

$$F = M(Q_L) = \sum_i Q_g - \sum_j Q_c \quad (20)$$

Sujeto a:

$$P_i = |V_i|^2 G_{ii} + \sum_{n=1}^N |V_i V_n| [G_{in} \cos(\delta_n - \delta_i) - B_{in} \sin(\delta_n - \delta_i)] \quad (21)$$

$$Q_i = |V_i|^2 B_{ii} + \sum_{n=1}^N |V_i V_n| [B_{in} \cos(\delta_n - \delta_i) - G_{in} \sin(\delta_n - \delta_i)], \quad i = 1, \dots, N \quad (22)$$

$$V_{im} \leq V_i \leq V_{im} \quad (23)$$

$$\theta_{im} \leq \theta_i \leq \theta_{im} \quad (24)$$

$$|P_j| - |P_j^{max}| \leq 0 \quad (25)$$

$$P_{jm} < P_j < P_{jm} \quad (26)$$

$$Q_{jm} < Q_j < Q_{jm} \quad (27)$$

3.3. Descripción del caso de estudio

3.3.1. Diagrama de la RED.

El sistema propuesto consiste de 14 barras (nodos), 5 generadores, 11 cargas, 16 líneas, 5 transformadores y 1 derivación, 3 de los 5 transformador son usados para representar 1 solo transformador de tres devanados como se muestra en el diagrama unifilar, en el anexo 1.

3.3.2. Parámetros del modelo.

Los parámetros para la realización del flujo de potencia se obtuvieron del archivo de "14 NODO SYSTEM DigSilent PowerFactory" dichos parámetros son:

- **Barras de la red y niveles de voltaje**

- Nodo 1 - 5 Nodo: 132 kV.
- Nodo 6, 9 Nodo - Nodo 14: 33 kV.
- Nodo 7: 1 kV.
- Nodo 8: 11 kV.

- **Demanda de Carga**

En la Tabla 3 se muestran las características de la demanda.

Tabla 3: Demanda de Carga.

Carga	Nodo	P (MW)	Q (Mvar)
Carga 0002	2	21.7	12.7
Carga 0003	3	94.2	19.0
Carga 0004	4	47.8	-3.9
Carga 0005	5	7.6	1.6
Carga 0006	6	11.2	7.5
Carga 0009	9	29.5	16.6
Carga 0010	10	9.0	5.8
Carga 0011	11	3.5	1.8
Carga 0012	12	6.1	1.6
Carga 0013	13	13.5	5.8
Carga 0014	14	14.9	5.0

- **Transformadores.**

Para los transformadores, según el caso base se establece 100 MVA como potencia máxima para cada transformador. Sin embargo, se emplea 90 MVA como valor más restrictivo que garantice disponibilidad de los transformadores para contingencias, estos valores se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4: Potencia para transformadores.

Valores máximos				
Transformador	Nodo inicial	Nodo final	Potencia (máxima) en p.u.	Potencia (MVA)
1	5	6	0,90	90
2	7	8	0,90	90
3	7	9	0,90	90
4	9	4	0,90	90
5	4	7	0,90	90

- **Capacidad de Generadores**

Al igual que el resto de los parámetros, la capacidad de los generadores se obtiene de los valores del caso base.

Tabla 5: Límite de capacidad de los generadores

Generadores	Tipo de Nodo	Volt. en p.u.	Capacidad min. en MW	Capacidad max. en MVA
Gen 0001	Slack	1.060	N.A.	N.A.
Gen 0002	PV	1.045	-40.0	50.0
Gen 0003	PV	1.010	0.0	40.0
Gen 0006	PV	1.070	-6.0	24.0
Gen 0008	PV	1.090	-6.0	24.0

- **Potencia Máxima a transferirse de líneas.**

Tabla 6: Valores del Potencia Máxima a transferirse para líneas de transmisión

Voltaje nominal (kV)	Nodo inicial	Nodo final	Pmax (MW)
132	1	2	141.70
132	1	5	140.90
132	2	5	132.66
132	2	3	141.11
132	2	4	138.17
132	4	5	165.40
132	3	4	134.93
33	6	12	8.75
33	12	13	7.00
33	6	13	19.40
33	6	11	7.02
33	13	14	5.31
33	10	11	7.14
33	9	10	10.77
33	9	14	10.43

- **Parámetros de líneas (base de 100 MVA)**

Tabla 7: Parámetros de las líneas de transmisión.

Línea	Ni	Nf	Rpu	Xpu	Bpu
L1	1	2	0.01938	0.05917	0.0528
L2	1	5	0.05403	0.22304	0.0492
L3	2	3	0.04699	0.19797	0.0438
L4	2	4	0.05811	0.17632	0.0374
L5	2	5	0.05695	0.17388	0.034
L6	3	4	0.06701	0.17103	0.0346
L7	4	5	0.01335	0.04211	0.0128
L8	4	7	0	0.20912	0
L9	4	9	0	0.55618	0
L10	5	6	0	0.25202	0
L11	6	11	0.09498	0.1989	0
L12	6	12	0.12291	0.25581	0
L13	6	13	0.06615	0.13027	0
L14	7	8	0	0.17615	0
L15	7	9	0	0.11001	0
L16	9	10	0.03181	0.0845	0
L17	9	14	0.12711	0.27038	0
L18	10	11	0.08205	0.19207	0
L19	12	13	0.22092	0.19988	0
L20	13	14	0.17093	0.34802	0

Donde:

N_i = nodo inicial

N_f = nodo final

R_{pu} = resistencia por unidad

X_{pu} = reactancia por unidad

B_{pu} = susceptancia por unidad

Los datos mostrados en este numeral servirán para efectuar en primera instancia una simulación de flujos de potencia a través del software denominado DigSilent Power Factory, posteriormente se procederá a realizar la optimización del flujo de potencia del sistema de potencia a través del optimizador GAMS, los resultados de la simulación, así como la de optimización serán comprados a fin de obtener conclusiones de ámbito técnico y económico en relación a la operación de los sistemas de potencia.

4. Análisis de resultados

Como ya se ha mencionado, el estudio propuesto pretende comparar el flujo de potencia simulado en DigSilent Power Factory con la optimización del flujo de potencia del mismo sistema. Por lo expuesto y una vez ejecutada la simulación y posteriormente la

optimización para el caso de estudio, se obtuvieron los siguientes resultados:

- **Generadores**

En la Tabla 8: Resultado. Valores de Potencia Activa y Reactiva de los Generadores (MW y MVAR). se muestran los resultados del flujo de energía de los generadores tanto activa como reactiva. La Figura 2 y Figura 3 son la representación gráfica de las magnitudes eléctricas antes señaladas.

Tabla 8: Resultado. Valores de Potencia Activa y Reactiva de los Generadores (MW y MVAR).

Generadores	GAMS		DIGSILENT	
	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
Gen 0001	190.51	-1.88	232.39	-16.89
Gen 0002	80.00	38.15	40	42.4
Gen 0003	0.00	29.09	0	23.39
Gen 0006	0.00	23.22	0	12.24
Gen 0008	0.00	35.73	0	17.36

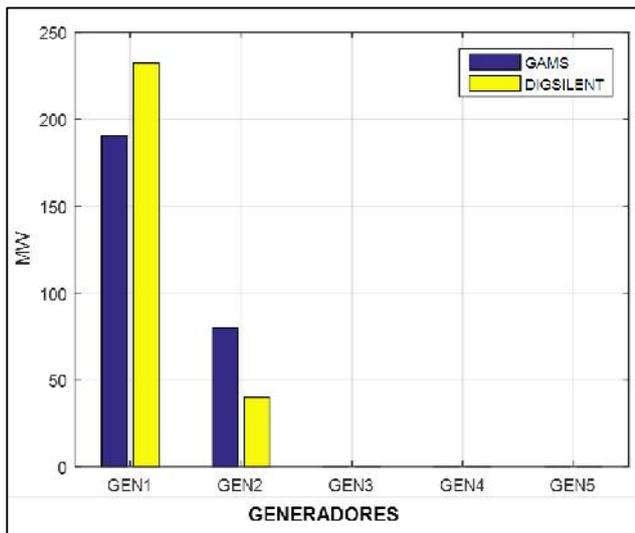


Figura 2: Potencia activa de los generadores.

La Figura 2 muestra la comparación entre la potencia activa generada por el Modelo Planteado (GAMS) y los datos entregados por DigSilent, la variación que observada se debe a que el sistema realiza un flujo diferente al planteado por DigSilent, así mismo una nueva distribución de potencia activa en líneas lo cual permitirá abastecer la demanda requerida de forma más óptima.

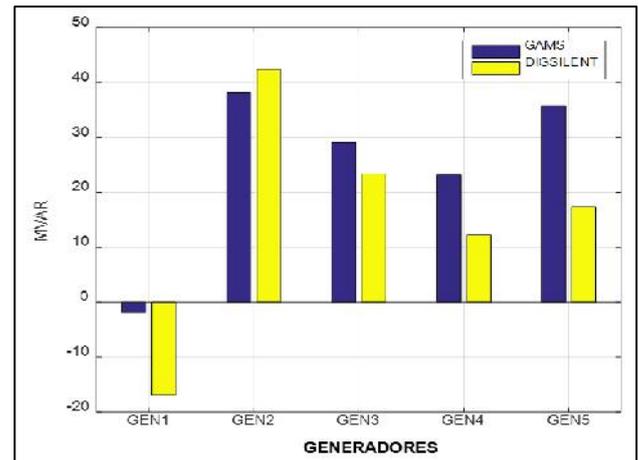


Figura 3: Potencia reactiva de los generadores.

La Figura 3 muestra la comparación entre la potencia reactiva generada por el Modelo Planteado (GAMS) y los datos entregados por DigSilent, se puede observar que por las restricciones impuestas en el modelo matemático de optimización, se produce una reasignación de potencia reactiva en el sistema, permitiendo que los generadores 1 y 2 disminuyan la absorción potencia reactiva del sistema, mientras que los demás generadores incrementan la producción de dicha potencia, lo cual en conjunto permite que una adecuada regulación de voltaje, manteniendo siempre los límites establecidos de generación.

- **Pérdidas activas y reactivas de potencia reactivas del sistema.**

En la Tabla 9 se muestra simultáneamente los resultados en las pérdidas activas y reactivas de todo el sistema, es notable la reducción en las pérdidas obtenidas al optimizar el flujo de potencia, por lo tanto, la programación en el GAMS cumple con la función objetivo y por ende reducción de las pérdidas reactivas.

Tabla 9: Resultado de pérdidas Potencia Activa y Reactiva en el sistema.

Sistema	GAMS		DIGSILENT	
	Pérdidas P (MW)	Pérdidas Q (MVAR)	Pérdidas P (MW)	Pérdidas Q (MVAR)
TOTAL	11.5	50.88	110.6	169.92

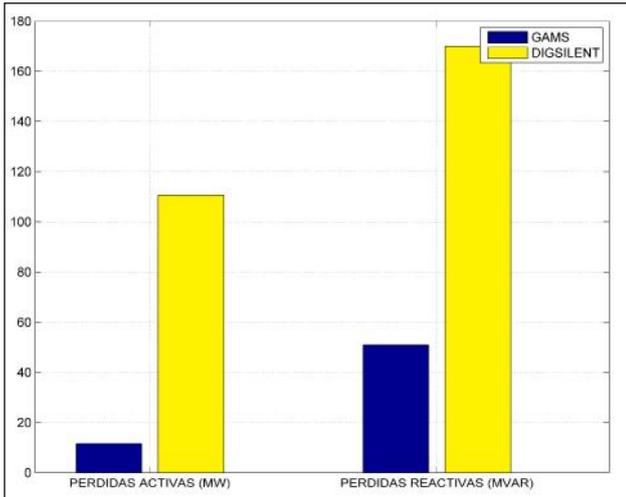


Figura 4: Perdidas en el sistema.

La Figura 4 muestra la optimización del Modelo planteado GAMS, de acuerdo a los resultados obtenidos luego del proceso de optimización, se demuestra que el modelo matemático propuesto y resuelto en GAMS, cumple con el objetivo planteado de minimizar las pérdidas de potencia reactiva, aspecto que se observa en la Figura 4, la cual a través de la comparación de resultados con la simulación efectuada en DigSilent, se puede verificar que las pérdidas se han reducido en un 89,5% en el caso de potencia activa y a un 70,05% en el caso de la potencia reactiva.

- Voltajes en Nodos**

En la Tabla 10 se muestra la comparación de los voltajes obtenidos en cada caso.

Tabla 10: Resultado de voltajes en Nodos.

NODO	GAMS V. (P.U)	DIGSILENT V. (P.U)
N1	1.06	1.06
N2	1.05	1.05
N3	1.01	1.01
N4	1.02	1.02
N5	1.02	1.02
N6	1.02	1.07
N7	1.03	1.06
N8	1.09	1.09
N9	1.01	1.06
N10	1.00	1.05
N11	1.01	1.06
N12	1.00	1.06
N13	1.00	1.05

NODO	GAMS V. (P.U)	DIGSILENT V. (P.U)
N14	0.98	1.04

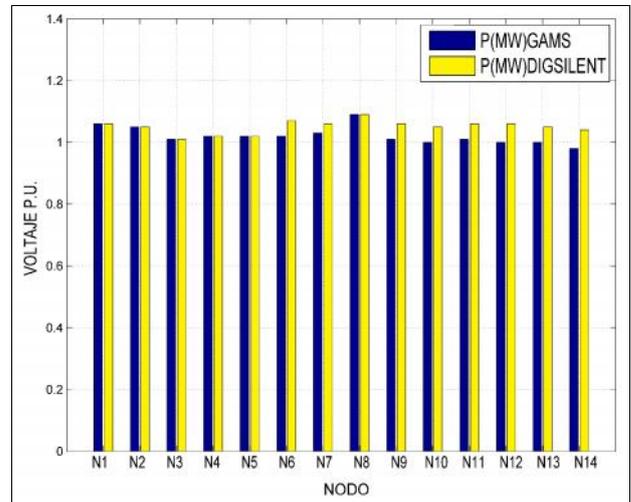


Figura 5: Magnitud de Voltajes en Nodos en P.U.

La Figura 5 muestra la comparación de los perfiles de voltajes en los nodos por la reasignación de potencia reactiva realizado (GAMS) y los datos entregados por DigSilent.

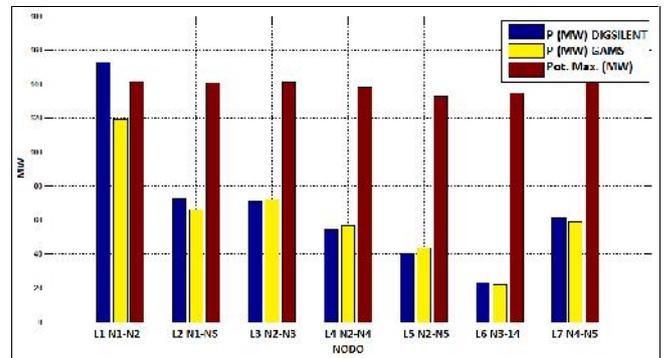


Figura 6: Potencia Activa que circula en líneas de trasmisión vs Potencia máxima de transferencia de líneas.

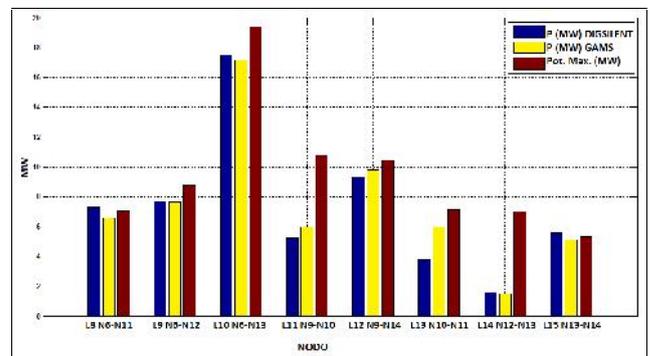


Figura 7: Potencia Activa que circula en líneas de trasmisión vs Potencia máxima de transferencia de líneas.

En la Figura 6 y Figura 7 se muestra la cantidad de potencia activa que circula por las líneas de transmisión tanto de DigSilent como GAMS vs la potencia máxima transferirse en cada línea, sin embargo la potencia de las líneas que se encuentran entre el nodo 1-2 y 6-11 son mayor que la potencia máxima, esto indica que la diferencia de potencia es suplida por el sistema para el Caso de DigSilent,

Al comparar los niveles de potencia activa y reactiva de los generadores obtenidos por GAMS y DigSilent, se puede concluir que en el sistema de generación se reasigna la potencia activa y reactiva (Figura 2Figura 3)Figura 4, permitiendo así regular de mejor manera los niveles de voltajes en los nodos, y a su vez permite liberar las líneas sobrecargadas del sistema aspecto que se puede demostrar a través de las Figura 6 y Figura 7, sin embargo para las líneas cuya carga es menor a la potencia máxima, estas se convierten en fuentes de potencia reactiva, esto se puede observar en la Figura 8.

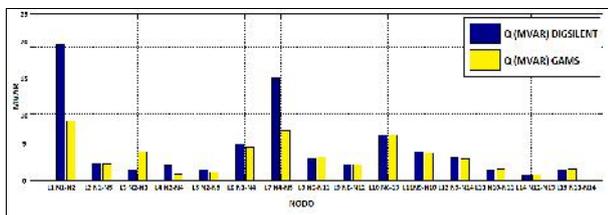


Figura 8: Potencia Reactiva que circula en líneas de transmisión.

Los resultados muestran que el modelo matemático propuesto y resuelto por GAMS logro minimizar las perdidas reactivas de las líneas y por ende las perdidas activas, cumpliendo las diversas restricciones impuestas en el problema de programación no lineal.

5. Conclusiones.

- El modelo matemático de optimización propuesto, corresponde a un problema de programación no lineal, el cual modela las restricciones inherentes a la operación del sistema y cuyo objetivo es minimizar las pérdidas de potencia reactiva; bajo este contexto y considerando los resultados

entregados por GAMS, se concluye que el modelado cumple y satisface el objetivo planteado, permitiendo además obtener beneficios de índole técnico en la operación del sistema eléctrico usado para los análisis correspondientes.

- La capacidad de suministrar potencia activa o reactiva de un generador a un sistema, depende de la curva de capacidad de cada generador, dichos parámetros garantizan la vida útil del equipo y el adecuado despacho de la máquina, dicho aspecto al ser parte de la modelación matemática, ha permitido que el optimizador realice una reasignación de la potencia reactiva en todo el sistema, lo cual logra una mejor regulación de voltaje en barras o nodos, logrando operar con mayor confiabilidad, e implícitamente reduce las pérdidas de potencia activa.
- El control de las pérdidas reactivas se logra modificando el vector u , el cual corresponde a variables de control (voltajes y ángulos), las cuales están ligadas tácitamente a los parámetros y capacidad del sistema. En este sentido, se observa que el optimizador permite modificar dichas variables permitiendo así una operación óptima del sistema, considerando en todo momento las restricciones de operación y el cumplimiento del objetivo que persigue el modelo matemático.
- El SIL es un aspecto técnico relevante en la modelación del problema, dado que éste permite determinar la cantidad máxima de potencia activa que puede ser transferida por una línea, por lo tanto, al incluirse dicho parámetro como parte de las restricciones operativas, permitió que el sistema mantenga su operación normal sin condiciones de sobrecarga.
- GAMS como software para modelación y resolución de problemas de optimización, es una herramienta potente por su capacidad de indexación de las variables y ecuaciones, permite cambiar sin dificultad las dimensiones del modelo, de forma natural separan datos de resultados. Desde el punto de vista del modelador permiten la detección de errores de consistencia en la

definición y verificación del modelo. Por estas razones, se sugiere usar dicho software para la resolución de problemas de larga escala.

- Finalmente, se recomienda que, al modelo presentado se incluyan restricciones adicionales, tales como la incorporación de elementos de compensación para una transmisión flexible de potencia (FACTS), considerar taps de transformadores de potencia, entre otros aspectos de los elementos que conforman los sistemas de potencia, a fin de que se modele estado real de una red con todas las implicaciones que conlleva este particular.

6. Referencias

- [1] Blanco Benito, M. (2003). *Aplicación de técnicas de optimización en sistemas eléctricos*. Oruro: Universidad Técnica de Oruro.
- [2] Costa, A., Olmedo, C., & Vignolo, M. (2002). *Resolución del problema del Flujo de Cargas*. Montevideo: FLUCAR.
- [3] Granada Echeverri, M., Escobar Zuluaga, P., & Gallego Rendón, I. (2006). Reducción de pérdidas técnicas usando medidas correctivas por etapas-fase I. *Revista Colombiana de Tecnologías de Avanzadas*, 34-38.
- [4] Izquierdo, J. (2002). *Estudio de flujo de potencia y análisis de fallas en sistemas eléctricos de distribución radial*. Nuevo Leon, Mexico: Universidad Autónoma de Nuevo Leon.
- [5] Lara Aguilar, J. (2014). *Optimización multiobjetivo en sistemas de distribución con generación distribuida*. Costa Rica: Rodrigo Facio.
- [6] Grainger J. & Stevenson W. (1996). *Análisis de sistemas de potencia*. Mc Graw Hill, Mexico.
- [7] Japtap, K. M., & Khatod, D. K. (2016). "Loss allocation in radial distribution networks with various distributed generation and load models". *Int. J. Electric Power Energy Systems*, vol. 75, pp 170-190.
- [8] Kayal, P., & Chanda, C. K. (2013). "Placement of wind and solar based DGs in distribution system for power loss minimization and voltage stability improvement". *Int. J. Electric Power Energy Systems*, pp 795-809.
- [9] Kumar, K. V., & Selvan, M. P. (2009). "Planning and operation of Distributed Generations in distribution systems for improved voltage profile ". *IEEE PES Power Syst. Conf. Expo.*, pp 1-7.
- [10] Lopez Lezama, J., & Alfonso Gallego Pareja, L. (2008). Flujo de potencia óptimo usando el método del gradiente para reducción de pérdidas en sistemas de potencia. *Ingeniería y Ciencia*, 71-85.
- [11] Carpentier, J. (August de 1962). Contribution a l'Etude du Dispatching Economique. *Bulletin de la Societe Francaise des Electriciens*(ISSN 0366-3213), 431- 447
- [12] Molina, M. G. (2012). "Distributed energy storage systems for applications in future smart grids.". *Sixth IEEE/PES Transm. Distrib. Lat. Am. Conf. Expo.*, (págs. pp 1-7).
- [13] Oñate Yumbra, P. (2008). *Solución del problema de flujos de potencia óptimo con restricciones de seguridad por un optimizador de partículas modificado*.
- [14] Pozuelos Buezo, J. C. (2005). *Despacho óptimo de potencia reactiva en un sistema eléctrico de potencia por medio de programación no lineal*. Guatemala.
- [15] Lopez, G., Belati, E. & Sguarezi A. (2014). *Flujo de potencia óptimo multiobjetivo para el análisis de sistemas de potencia con generación eólica*, pp 41.
- [16] Martínez J. (2010). "Técnicas de optimización aplicadas a la supervisión de límites de operación y a la determinación de actuaciones preventivas en sistemas eléctricos de potencia". Tesis doctoral, Universidad de Sevilla, Sevilla, 2010.

- [17] Castillo, E., Conejo, A. J., Predregal, P., García, R., & Aguacil, N. (2002). *Formulación y Resolución de Modelos de Programación Matemática en Ingeniería y Ciencia*. Ciudad Real, España.
- [18] Castillo A., O'Neill R. (2013), *Survey of Approaches to Solving the ACOPF*, pp 26-32.
- [19] Moreno A, Hinojosa V (2011), *Flujo óptimo de potencia utilizando algoritmos evolutivos programación en Digsilent*. Energia, 20-30.
- [20] Weedy B., Cory B., Jenkins N., Ekanayake J. & Strbac G. *Electric Power System*. Wiley, 2012.
- [21] Nodotamante R. (2013), *Determinación de límites de transmisión en sistemas eléctricos de potencia*.
- [22] W. Caisapanta, D. Carrión, “*Expansión de Sistemas de Transmisión Eléctrica Usando Criterios de Óptima Potencia AC*” Proyecto de titulación, Universidad Politécnica Salesiana, Quito, Ecuador. Sep. 2016.
- [23] W Brokering, R Palma, “*Los Sistemas Eléctricos de Potencia*”, 1 ed.— *Santiago de Chile, Person Educacion 2008, pp. 504*.
- [24] C. Vásquez, S Espinosa, “*Óptima Ubicación de Fuentes de Generación Distribuida Basado en el Perfil de Tensión de Sistemas de Distribución Eléctrica*” Proyecto de titulación, Universidad Politécnica Salesiana, Quito, Ecuador. Sep. 2016.
- [25] D. Chávez, S Espinosa, “*Optimizaciñon del Uso de la Potencia Reactiva en el Sistema Eléctrico Mediante la Programación No Lineal*” Proyecto de titulación, Universidad Politécnica Salesiana, Quito, Ecuador. May. 2014.

Anexo

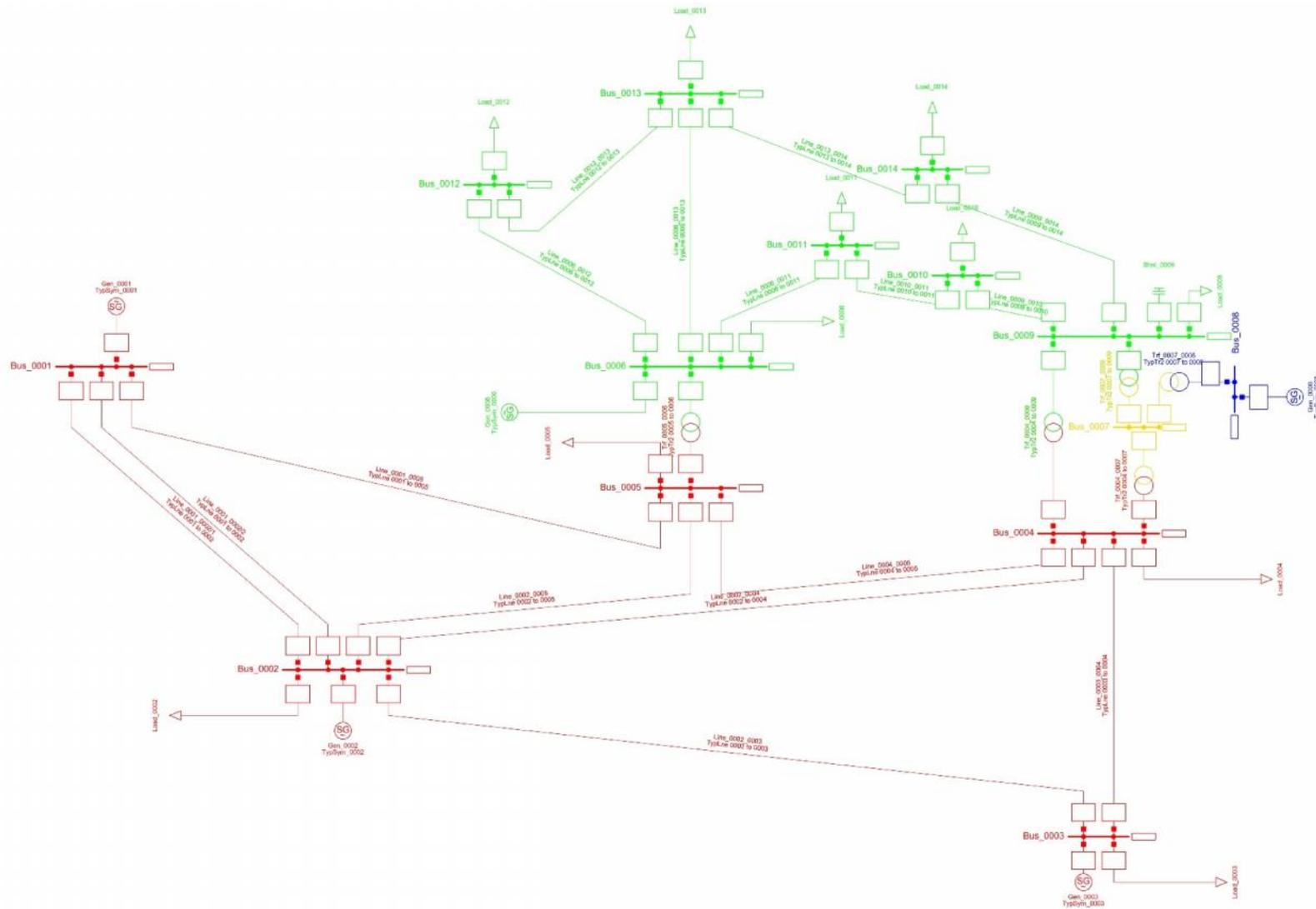


Figura 9: Diagrama del Sistema de 14 NODO.

Estado del Arte

FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA REACTIVA BASADO EN ÓPTIMO DESPACHO DE CARGA USANDO GAMS																								
ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA								
	AÑO	TITULO DEL ARTICULO	REFERENCIA	Sistema eléctrico de potencia	Flujo de potencia y Transformadores	Sistemas eléctricos Convencional	Flujo óptimo de Potencia	Flujo de potencia en sistemas eléctricos	Flujo óptimo de potencia	Programación no lineal y su implicación en los flujos de potencia	Cálculo de la magnitud de voltaje y <small>Asociado con nodo-nodo</small>	Determinar Restricciones para las variables de la	Potencia Activa que entra a la red	magnitud del voltaje en el nodo	Programación no lineal con métodos de matemática clásica y técnica de	Variables de entrada para el desarrollo de la programación	uso de matrices de admitancias e impedancia	Aplicación de leyes de Kirchhoff para analizar voltajes y corrientes	Uso de programación, lineal, y no lineal	Método de optimización matemática Clásica	Uso del programa GAMS (Solver MINOS)			
1	2003	Aplicación de técnicas de optimización en sistemas eléctricos	\cite{Barai2014}	☒		☒	☒	☒			☒	☒	☒				☒				☒	☒	☒	
2	2002	Resolución del problema del Flujo de Cargas	\cite{Wan2014}	☒	☒	☒		☒			☒				☒			☒	☒	☒		☒	☒	
3	2006	Reducción de pérdidas técnicas usando medidas correctivas por etapas-fase I	\cite{Rajalingham2014}		☒	☒		☒			☒			☒			☒	☒	☒	☒				
4	2002	<i>Estudio de flujo de potencia y analisis de fallas en sistemas eléctricos de distribución radial</i>	\cite{Fu2014}	☒	☒		☒		☒		☒	☒			☒	☒		☒		☒	☒	☒		
5	2014	<i>Optimización multiobjetivo en sistemas de distribución con generación distribuida</i>	\cite{Assis2014}		☒						☒		☒		☒				☒		☒	☒		
6	1996	<i>Analisis de sistemas de potencia.</i>	\cite{Yaacoub2014}	☒	☒		☒																	
7	2016	<i>Loss allocation in radial distribution networks with varios distributed generation and load models</i>	\cite{Li}		☒		☒		☒														☒	
8	2013	<i>Placement of wind and solar based DGs in distribution system for power loss minimization and voltage stability improvement</i>	\cite{Bou-Harb2013}	☒	☒		☒	☒							☒			☒			☒			
9	2009	<i>Planning and operation of Distributed Generations in distribution systems for improved voltage profile</i>	\cite{Park2013}	☒	☒		☒		☒				☒					☒				☒		
10	2008	<i>Flujo de potencia óptimo usando el método del gradiente para reducción de pérdidas en sistemas de potencia</i>	\cite{Sheng2013}	☒	☒		☒	☒	☒			☒						☒					☒	
11	1962	<i>Contribution a l'Etude du Dispatching Economique</i>	\cite{Li2013}		☒		☒		☒	☒		☒											☒	
12	2002	<i>Distributed energy storage systems for applications in future smart grids</i>	\cite{Zhou2012}		☒		☒	☒	☒			☒										☒	☒	☒
13	2005	<i>Despacho óptimo de potencia reactiva en un sistema eléctrico de potencia por medio de programación no lineal</i>	\cite{Kulkarni2012}	☒	☒			☒	☒			☒						☒	☒	☒				

FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA REACTIVA BASADO EN ÓPTIMO DESPACHO DE CARGA USANDO GAMS

ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO					RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA								
	AÑO	TITULO DEL ARTICULO	REFERENCIA	Sistema eléctrico de potencia	Flujo de potencia y Transformadores	Sistemas eléctricos Convencional	Flujo óptimo de Potencia	Flujo de potencia en sistemas eléctricos	Flujo óptimo de potencia	Programación no lineal y su implicación en los flujos de potencia	Cálculo de la magnitud de voltaje y Determinar Restricciones para las variables de la	Potencia Activa que entra a la red	magnitud del voltaje en el nodo	Programación no lineal con métodos de matemática clásica y técnica de	Variables de entrada para el desarrollo de la programación	uso de matrices de admitancias e impedancia	Aplicación de leyes de Kirchhoff para analizar voltajes y corrientes	Uso de programación, lineal, y no lineal.	Método de optimización matemática Clásica	Uso del programa GAMS (Solver MINOS)	Flujos de potencia activa y reactiva a los generadores	Voltajes En Nodos en Pu	Optimización de pérdidas en el sistema	Relación entre potencia activa y la potencia máxima transferencia de líneas	
14	2008	Solución del problema de flujos de potencia óptimo con restricciones de seguridad por un optimizador de partículas modificado	\cite{Yu2011a}	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>												<input checked="" type="checkbox"/>	
15	2014	Flujo de potencia óptimo multiobjetivo para el análisis de sistemas de potencia con generación eólica	\cite{Wietfeld2011}	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>													
16	2010	Técnicas de optimización aplicadas a la supervisión de límites de operación y a la determinación de actuaciones preventivas en sistemas eléctricos de potencia	\cite{Muller2011}	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>											<input checked="" type="checkbox"/>						
17	2002	Formulación y Resolución de Modelos de Programación Matemática en Ingeniería y Ciencia.	\cite{Gharavi2011b}		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>											<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>				
18	2009	Técnicas Clásicas de Optimización. Parte I: Programación Lineal y No Lineal	\cite{Shakkottai2010}		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>												<input checked="" type="checkbox"/>	
19	2011	Flujo óptimo de potencia utilizando algoritmos evolutivos programación en Digsilent.	\cite{Zhao2010}	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>								<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>	
20	2012	Electric Power System	\cite{Mastroeni2010}			<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>											<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	
21	2013), Survey of Approaches to Solving the ACOPF	\cite{Duan2010}	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>															<input checked="" type="checkbox"/>	
22	2016	Expansión de Sistemas de Transmisión Eléctrica Usado Criterio de Óptima Potencia AC	\cite{Caizapanta2016}		<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>							
23	2008	Los sistemas eléctricos de potencia	\cite{Brokering2008}	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>													
24	2016	Óptima Ubicación de Fuentes de Generación Distribuida basado en el Perfil de Tensión de sistemas de distribución eléctrica	\cite{Vásquez2016}		<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>																	
25	2014	Análisis Eléctrico en el Sistema Nacional de Transmisión por la Incorporación de cocinas de Inducción	\cite{Romero-Espinoza2014}			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>														<input checked="" type="checkbox"/>				
			CANTIDAD:	14	21	11	11	9	13	7	0	5	10	3	1	5	2	2	9	6	5	5	5	4	11

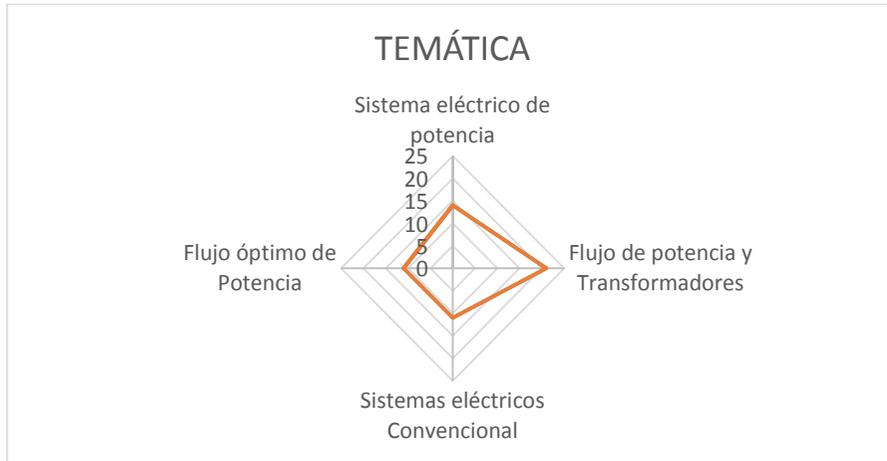


Figura 10: Matriz de estado del arte.

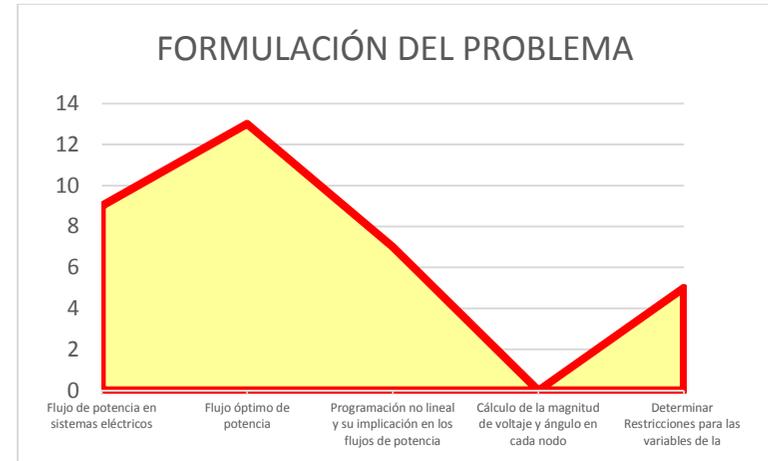


Figura 11: Resumen e Indicadores del estado del arte.

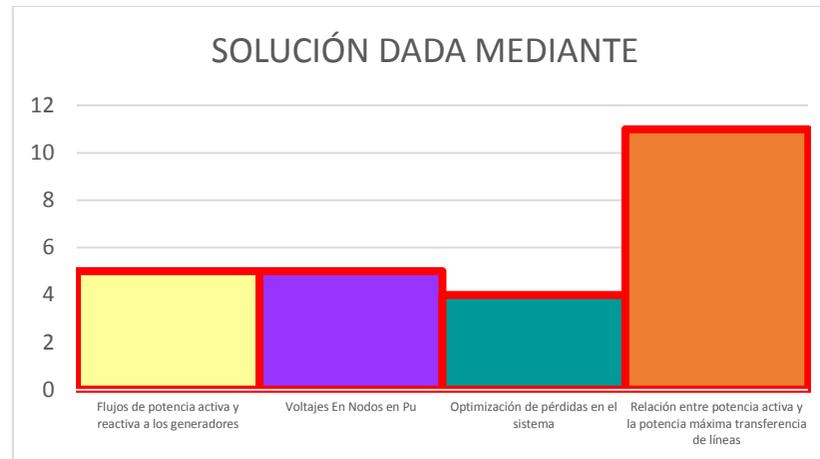


Figura 12: Indicadores del estado del Arte.