

**CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DEL FLUJO DE POTENCIA DC FRENTE A
CONTINGENCIAS N-2**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

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

**TEMA:
CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DEL FLUJO DE POTENCIA DC FRENTE A
CONTINGENCIAS N-2**

**AUTOR:
Gualoto Loachamín Gerson Adrián**

**DIRECTOR:
Rogelio Alfredo Orizondo Martínez**

Quito, Julio 2019

Gerson Adrián Gualoto Loachamín

**CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DEL FLUJO DE POTENCIA DC FRENTE A
CONTINGENCIAS N-2**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito-Ecuador 2019

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña historia e información de contacto:



Gerson Adrián Gualoto Loachamín (Y'1992-M'12).

Realizó sus estudios secundarios en el Instituto Tecnológico Superior Central Técnico donde obtuvo el título de Técnico Industrial en Electricidad. Egresado de la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su campo de interés se encuentra relacionado con optimización del flujo de potencia del SEP, análisis de contingencias, generación y transmisión del sistema eléctrico, diseño de redes de distribución. Su trabajo se basa en optimizar el flujo de potencia frente a contingencias N-2.

[ggualoto@est.ups.edu.ec](mailto:gualoto@est.ups.edu.ec)

Dirigido por:



Rogelio Alfredo Orizondo Martínez (Y'1972 -M'1).

Nació en Caracas, Venezuela. Recibió su título en Ingeniería Eléctrica por la Universidad Simón Bolívar en 1999 y el MSc. en la Universidad Simón Bolívar en 2006. Actualmente es docente en la Universidad Politécnica Salesiana. Sus áreas de investigación incluyen electrónica de potencia, especialmente FACTS, sistemas de puesta a tierra y protección catódica.

rorizondo@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
©2019 Universidad Politécnica Salesiana
QUITO-ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo, Rogelio Alfredo Orizondo Martínez declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación *Configuración óptima del flujo de potencia DC frente a contingencias n-2* realizado por (Gerson Adrián Gualoto Loachamín), obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, julio 2019



.....
Rogelio Alfredo Orizondo Martínez

Cédula de identidad: 1757424195

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Gerson Adrián Gualoto Loachamín, con documento de identificación N° 1724235542, 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: “*Configuración óptima del flujo de potencia DC frente a contingencias n-2*”, 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.

Firma

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'Gerson Loachamín', written over a light blue grid background.

.....
Nombre: Gerson Adrián Gualoto Loachamín

Cédula: 1724235542

Fecha: Quito, julio 2019

INDICE GENERAL

Contenido

1. Introducción	2
2. Marco Teórico.....	4
2.1. Contingencias N-2	4
2.2. Selección de Contingencias.....	4
2.3. Formulación del Flujo de Potencia DC	4
2.3.1. Consideraciones de un flujo de potencia DC	4
2.4. Linealización de las ecuaciones no lineales [18], [31] – [34] [35].....	5
3. Planteamiento del problema.....	5
3.1. Formulación del Flujo Optimo de Potencia DC	6
3.2. Casos de estudio	7
3.2.1. Sistema condiciones de pre-contingencia.....	7
3.2.2. Caso 1: Sistema aplicado una contingencia N-2 a línea-generador.....	8
3.2.3. Caso 2: Sistema aplicado una contingencia N-2 a línea-línea.....	10
4. Análisis de Resultados	12
4.1. Análisis en condiciones de pre-contingencia	12
4.2. Análisis en condiciones de contingencia N-2 de línea-generador.....	13
4.3. Análisis en condiciones de contingencia N-2 de línea-línea.....	13
5. Conclusiones	14
6. Trabajos Futuros	14
7. Referencias.....	14
8. Estado del arte.....	17
9. Anexos	22

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Sistema Eléctrico de Potencia frente a Contingencia de tipo N-2	3	
Figura 2. Flujo de potencia para una red de 2 barras.	5	
Figura 3. Sistema IEEE 30 barras.	6	
Figura 4. Concepto general del flujo de potencia.	6	
Figura 5. Despacho de potencia activa de generadores en condiciones iniciales.	7	
Figura 6. Flujo de potencia activa en las líneas de trasmisión.	8	
Figura 7. Clasificación de las líneas de trasmisión según el PI.	8	
Figura 8. Despacho de potencia activa aplicando la contingencia línea-generador.....	9	
Figura 9. Flujo de potencia activa en las líneas de trasmisión luego de la contingencia línea-generador.....	9	
Figura 10. Cargabilidad en las líneas de trasmisión luego de la contingencia línea-generador.....	10	
Figura 11. Despacho de potencia activa aplicando la contingencia línea-línea.....	11	
Figura 12. Flujo de potencia activa en las líneas de trasmisión luego de la contingencia línea-línea.....	11	
Figura 13. Cargabilidad en las líneas de trasmisión luego de la contingencia línea-línea.....	12	
Figura 14. Temática del problema	Figura 15. Formulación del problema.....	20
Figura 16. Solución al problema		21

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Algoritmo de Optimización	7
Tabla 2. Potencia activa y costos totales de generación en condiciones iniciales.	7
Tabla 3. Potencia activa y costos totales de generación luego de la contingencia línea-generador.....	9
Tabla 4. Potencia activa y costos totales de generación luego de la contingencia línea-línea.....	10
Tabla 5. Matriz del estado del arte	17
Tabla 6. Parámetros de los generadores del sistema	22
Tabla 7. Parámetros de cargas en las barras.....	22
Tabla 8. Parámetros de las líneas de trasmisión.....	22

CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DEL FLUJO DE POTENCIA DC FRENTE A CONTINGENCIAS N-2

Resumen

En este documento se presenta la optimización del flujo de potencia cuando el sistema presente contingencias N-2, las cuales son causadas por condiciones atmosféricas o fallas en cualquier elemento del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) provocando que los niveles de voltaje, corriente y frecuencia se vean afectados en relación a los valores nominales de operación. Mediante la optimización del flujo óptimo linealizado DC se minimiza los costos de operación del SEP sujetos a restricciones de capacidades de generadores y límites de potencia en las líneas. Esto con el fin de brindar mayor confiabilidad al servicio eléctrico. Para el desarrollo del problema se realiza un programa en el software GAMS el cual ejecuta un despacho económico con la función objetivo de costos y restricciones antes mencionadas. El análisis se lo realiza en dos casos distintos es decir, primero, cuando el sistema eléctrico opera en condiciones normales; segundo, cuando el sistema se encuentra frente a una contingencia N-2. Se toma como base el modelo IEEE de 30 barras para realizar el análisis.

Palabras Clave: Linealización, OPF-DC, Contingencia, Potencia Activa, Programación Lineal.

Abstract

This document presents the optimization of the power flow when the system presents N-2 contingencies, which are caused by atmospheric conditions or failures in any element of the electrical power system (SEP) causing the levels of Voltage, current and frequency are affected in relation to the nominal operating values. By optimizing the optimal flow, linearized DC minimizes the operating costs of the SEP subject to constraints of generator capacities and power limits on the lines. This in order to provide greater reliability to the electrical service. For the development of the problem, a program is carried out in the GAMS software that executes an economic dispatch with the objective function of costs and restrictions mentioned above. The analysis is carried out in two different cases i.e., first, when the electrical system operates under normal conditions; Second, when the system is in front of an N-2 contingency. It is based on the 30-bar IEEE model to perform the analysis.

Keywords: Linearization, OPF-DC, Contingency, Active Power, Linear Programming.

1. Introducción

El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) presenta eventos o contingencias las cuales pueden provocar pérdida de estabilidad en el sistema y por ende disminuir la confiabilidad y seguridad en el mismo. Estas contingencias son causadas por fallas en cualquier elemento del SEP o por condiciones atmosféricas que no pueden ser prevenidas. Un SEP debe ser capaz de operar de forma correcta aun cuando presente algún evento o contingencia simple (N-1) o contingencia doble (n-2) que expresa la pérdida de dos elementos del SEP [1]–[3]. Si el sistema se encuentra frente a una de estas contingencias, este debe estabilizarse y operar dentro de los límites operativos de los elementos, mejorando así la confiabilidad, seguridad y calidad de servicio[1]–[4].

El propósito del Flujo Óptimo de Potencia (FOP) es optimizar el estado de operación del SEP en condiciones de régimen permanente [5], [6]. A su vez despacha generadores maximizando o minimizando una función objetivo (FO). Entre las más importantes están la minimización de costos de operación, la maximización de los beneficios o algún objetivo de la operación técnica [7], [8]. La función objetivo está sujeta a restricciones de igualdad o desigualdad [7],[9]. Es una herramienta que ayuda a los ingenieros de planificación y operación a tomar decisiones en el despacho de potencia activa y reactiva de manera óptima en el SEP en tiempo real, minimizando los costos de operación y pérdidas en el sistema [5], [10] [11]. Los operadores del SEP a diario calculan el FOP en tiempo real con la finalidad de establecer el generador más económico dentro de sus límites operacionales.

Para el estudio de sistemas de potencia se utiliza dos tipos de flujo de potencia, el tradicional (AC) y el DC de acuerdo a los requerimientos de precisión y rapidez [12]. El análisis de flujos óptimos de potencia AC (FOP-AC) permite obtener

resultados muy precisos pero el esfuerzo computacional es alto debido a que la solución implica ecuaciones del flujo no lineales. El análisis de flujos de potencia en DC (FOP-DC) es una linealización del FOP-AC por lo que, al tener las ecuaciones de flujo lineal, tiene un trabajo computacional bajo y una precisión considerable [12], [13]. El FOP-DC se basa en una serie de ecuaciones lineales de flujo de potencia activa [12] mismas que se derivan de FOP-AC haciendo algunas suposiciones como: la magnitud de tensión en todas las barras es de 1 p.u., las admitancias son pequeñas por lo que no son tomadas en cuenta, se ignora el balance de potencia reactiva y la diferencia de los ángulos de los voltajes en cada rama son muy pequeñas [12]–[16]. A menudo el FOP-DC es usado en estudios tecno económicos de sistemas de potencia debido a que es muy simple más aún por el uso de ecuaciones lineales [11]. El cálculo del flujo óptimo de potencia permite a los operadores un trabajo seguro y económico del sistema eléctrico. Es una tarea que se realiza a diario y en tiempo real, en la cual se despacha generadores de la manera más económica posible sujeta a límites de operación. Estos cálculos conllevan grandes esfuerzos computacionales por lo que el método de FOP-DC al ser un problema lineal, reduce el tiempo de cálculo y mejora la convergencia en el cálculo pero reduce la precisión debido a que la potencia reactiva (Q) y la magnitud de voltaje (V) en los nodos no son tomadas en cuenta en el modelo matemático [17]. A pesar de esto, las ventajas que presenta un FOP- DC son las siguientes [18]–[20]: Requiere un menor esfuerzo computacional y es más robusto; las soluciones son iterativas, fiables y únicas; presenta resultados muy cercanos a los obtenidos en el modelo no lineal; el flujo de potencia activa en las líneas de transmisión tienen un error relativo porcentual del (5-10%); es

válido únicamente en sistemas de transmisión; el FOP-DC no toma en cuenta el valor de magnitud de voltaje en los nodos ni el flujo de potencia reactiva.

En [21] se revisan los diversos métodos utilizados para resolver problemas de FOP. Uno de esos métodos es la programación lineal (LP) el cual se usa en este proyecto por su simplicidad, ahorro en memoria y bajo costo computacional. La LP es un método de optimización muy utilizado por operadores y planificadores de las industrias ya que les ayuda a administrar de manera óptima recursos que son considerados limitados [22]. El objetivo de la LP es encontrar el valor máximo o mínimo de la función objetivo del sistema mismo que está sujeto a restricciones netamente lineales [22]. Según [23] los algoritmos de LP son más rápidos y robustos que los de métodos no lineales. La solución se encuentra en pocas iteraciones siempre y cuando el problema linealizado esté formulado correctamente.

En este trabajo se usará el sistema de potencia normalizada de 30 barras publicada por el IEEE. El objetivo es analizar el sistema ante contingencias N-2. El análisis incluye la optimización de una función objetivo de costos. El programa de optimización a usar será el

GAMS, que resuelve problemas de optimización matemática del tipo lineal, no lineal, entera mixta, entre otros [24]. La Figura 1 muestra una situación del SEP en presencia de una contingencia N-2, es decir que el sistema presenta falla en dos de los elementos: en el generador G1 y en una línea. Se ejecuta una configuración óptima al flujo de potencia. Se debe considerar las capacidades máximas de las líneas y de los generadores ya que no se puede sobrepasar los valores límites operativos ni de los generadores ni de las líneas de transmisión. Este tipo de contingencia puede provocar que el sistema pierda estabilidad por lo que una óptima configuración del flujo hace que el sistema opere de forma económica despachando los generadores al mínimo costo posible.

A continuación el documento está organizado de la siguiente manera. En la sección 2 se muestra el marco teórico en la cual se especifica la formulación y modelo matemático, en la sección 3 se tiene el planteamiento del problema, en la sección 4 se realiza el análisis de resultados, en la sección 5 se presenta las conclusiones y finalmente en la sección 8 se muestra los anexos los cuales son datos del SEP.

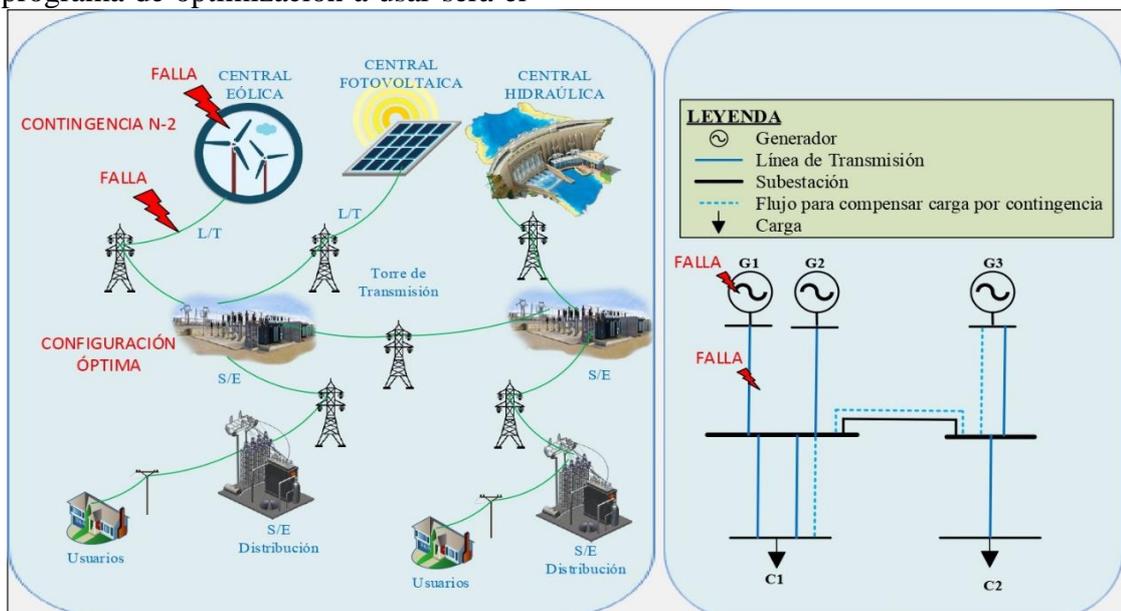


Figura 1. Sistema Eléctrico de Potencia frente a Contingencia de tipo N-2

2. Marco Teórico

2.1. Contingencias N-2

Una contingencia N-1 consiste en la pérdida de un elemento o componente del SEP, generador, transformador o línea de transmisión [3]. Un SEP debe ser capaz de operar en condiciones de operación normales luego de que presente una contingencia N-2, donde dos de sus elementos fallan por un corto periodo de tiempo [25], respetando los niveles mínimos y máximos de operación de los generadores y los límites térmicos de las líneas de transmisión sin desconexión forzada de la carga [3]. Según [25], un apagón en la red produce grandes pérdidas económicas y es considerado como un desastre catastrófico. Debido a esto, los operadores de la red eléctrica deben de mantener una operación confiable del SEP [26].

Un análisis de contingencias permite al operador contar con una herramienta de estudio con la finalidad de cuantificar el efecto que produce a futuro [27].

2.2. Selección de Contingencias

Para sistemas eléctricos de dimensiones considerables, se dificulta la evaluación de un análisis de contingencias. Para esto, la selección de contingencias permite determinar cuáles contingencias son más importantes es decir, aquellas que generan mayor impacto sobre el comportamiento del sistema [28]. Según [5], [28] el “Índice de desempeño” (PI) permite clasificar las contingencias de acuerdo a la severidad o gravedad que esta produce. El PI toma valores pequeños cuando las variables del sistema se encuentran dentro de sus límites operativos. El PI toma valores grandes cuando se encuentran sobrecargados [29]. El PI está dada por la siguiente fórmula [5], [28], [29]:

$$PI = \sum_{l=1}^{NL} \frac{W_l}{2^n} \left(\frac{P_{ij}}{P_{ij}^{max}} \right)^{2^n} \quad (1)$$

Donde:

P_{ij} : Flujo de potencia activa en cada línea.

P_{ij}^{max} : Flujo máximo en cada línea.

NL: Número de líneas en el sistema.

n: Exponente de la función de evaluación ($n \geq 1$) y entero.

W_l : Coeficiente de ponderación para las líneas (número real no negativo).

El factor de ponderación W_l permite expresar cuantitativamente la importancia de la línea de transmisión. Se le puede asignar valores de acuerdo a los niveles de tensión que los elementos manejen; es decir, tensiones de mayor a menor magnitud. En [29] se sugiere que W_l tome el valor de 1 (uno) para todas las líneas de transmisión y transformadores. La función de evaluación “n” permite reducir los errores un ordenamiento erróneo de la severidad de la falla. De acuerdo a [29], se concluye que el valor de “n” debe ser mayor o igual a 8 con la finalidad de evitar cualquier problema de mal ordenamiento de las contingencias.

2.3. Formulación del Flujo de Potencia DC

El problema clásico del FOP-AC consiste en flujos de potencia activa y reactiva y puede ser formulado asignando cuatro variables a cada nodo: suministro de potencia activa y reactiva, magnitud y ángulo de tensión [11], [30].

Sin embargo, la potencia activa y reactiva son funciones no lineales debido a que existe un acoplamiento débil entre el ángulo de tensión y potencia reactiva para lo cual, se hace suposiciones con el fin linealizar [30].

2.3.1. Consideraciones de un flujo de potencia DC

El flujo de potencia en DC se define como una linealización del flujo de potencia en AC en la cual se asume lo siguiente [6], [11], [13], [16]:

- La resistencia de las líneas son muy pequeñas en relación a las reactancias de las líneas por lo que se les considera despreciables. Esta suposición

implica que se ignoran las pérdidas en el sistema.

$$G_L = \frac{R_L}{R_L^2 + X_L^2} \approx 0 \quad (2)$$

$$B_L = \frac{-X_L}{R_L^2 + X_L^2} \approx -\frac{1}{X_L} \quad (3)$$

- El voltaje en todas las barras es 1 p.u.

$$|V_N| \approx 1 \text{ p.u.} \quad (4)$$

- La diferencia de ángulos de voltaje entre nodos adyacentes es pequeña.

$$\sin(\delta_i - \delta_j) \approx \delta_i - \delta_j \quad (5)$$

$$\cos(\delta_i - \delta_j) \approx 1 \quad (6)$$

2.4. Linealización de las ecuaciones no lineales [18], [31] – [34] [35]

El flujo de potencia P_{ij} en una línea de transmisión es:

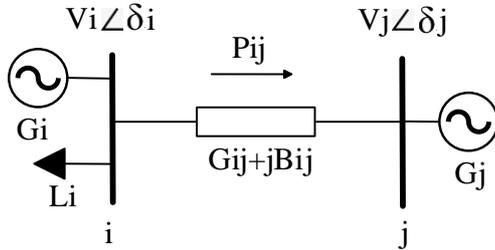


Figura 2. Flujo de potencia para una red de 2 barras.

$$P_{ij} = V_i^2 g_{ij} - V_i V_j (g_{ij} \cos \delta_{ij} + b_{ij} \sin \delta_{ij}) \quad (7)$$

$$P_{ji} = V_j^2 g_{ij} - V_i V_j (g_{ij} \cos \delta_{ij} - b_{ij} \sin \delta_{ij}) \quad (8)$$

A partir de las ecuaciones (7) y (8) se determinan las pérdidas en las líneas con la ecuación (9):

$$P_e = P_{ij} + P_{ji} = g_{ij} (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \delta_{ij}) \quad (9)$$

Debido a las consideraciones antes mencionadas, las pérdidas en las líneas se consideran despreciables, entonces:

$$g_{ij} V_i (V_i - V_j \cos \delta_{ij}) \approx 0 \quad (10)$$

Por lo que tenemos:

$$P_{ij} = -P_{ji} = -V_i V_j b_{ij} \sin \delta_{ij} \quad (11)$$

Según las aproximaciones del flujo de potencia DC:

$$V_i \approx V_j \approx 1 \text{ p.u.} \quad (12)$$

$$\sin \delta_{ij} \approx \delta_{ij} \text{ (en radianes)} \quad (13)$$

$$b_{ij} \approx -\frac{1}{x_{ij}} \quad (14)$$

Considerando las ecuaciones (12), (13), (14) en (11), se tiene que:

$$P_{ij} = \frac{\delta_{ij}}{x_{ij}} = \frac{\delta_i - \delta_j}{x_{ij}} \quad (15)$$

3. Planteamiento del problema

En esta sección se presenta la estructuración del modelo del FOP-DC el cual está enfocado en la minimización de costos de operación de los generadores mediante programación lineal (LP), el cual está expuesto a restricciones de capacidades de generación, de capacidades en las líneas y balance de potencia en las barras.

El modelo a usar es el sistema de 30 barras del IEEE que tiene 6 generadores, 41 líneas, 21 cargas, 39 barras y se presenta en la Figura 3.

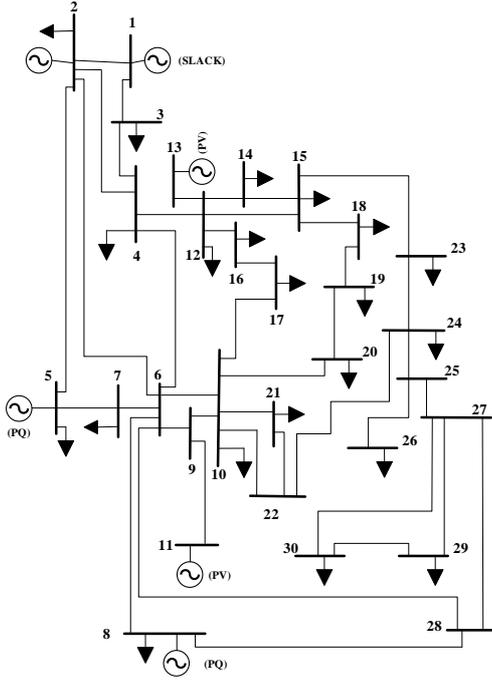


Figura 3. Sistema IEEE 30 barras.

En los anexos se detallan los parámetros del sistema IEEE 30 barras [36].

3.1. Formulación del Flujo Óptimo de Potencia DC

Para el análisis de contingencias de un SEP se plantean ecuaciones lineales a excepción de la función de costo. El modelo se presenta a continuación:

La ecuación (16) muestra la función objetivo el cual permite minimizar los costos de generación del sistema.

$$FO = \sum_{g=1}^n a_g (P_g)^2 + b_g P_g + c_g \quad (16)$$

Donde:

FO: Función objetivo; (\$/MWh).

P_g : Potencia de generación en cada barra; (MW).

a_g (\$/MW²h), b_g (\$/MWh), c_g (\$/h):

Costo de combustible de cada unidad generadora.

n: El número de unidades de generación.

Restricciones:

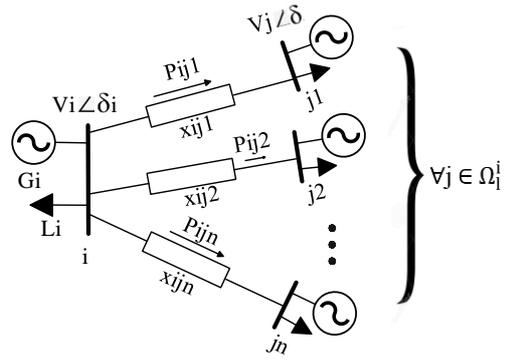


Figura 4. Concepto general del flujo de potencia.

La función objetivo está sujeta a restricciones de balance de potencia, flujos de potencia en las líneas de transmisión, y capacidades de generación.

En (17) se presenta el flujo de potencia activa que existe entre un par de barras conectadas; es decir, el flujo en cada línea de transmisión.

$$P_{ij} = \frac{\delta_i - \delta_j}{x_{ij}} \quad (17)$$

Donde:

P_{ij} : Flujo de potencia activa en cada línea.

δ_i, δ_j : Ángulos de voltaje en las barras i y j .

x_{ij} : Reactancia en cada línea.

En (18) se presenta el balance de potencia activa en cada barra. La potencia que ingresa a cada barra sea igual a la que fluye en el sistema.

$$\sum_{g \in \Omega_G^i} P_g - L_i = \sum_{j \in \Omega_i^i} P_{ij} \quad (18)$$

Donde:

L_i : Demanda o carga en cada barra.

En (19) se presenta el flujo máximo y mínimo de potencia activa que puede circular a través de las líneas de transmisión.

$$-P_{ij}^{\max} \leq P_{ij} \leq P_{ij}^{\max} \quad (19)$$

Donde:

P_{ij}^{\min} : Flujo mínimo en cada línea.

P_{ij}^{\max} : Flujo máximo en cada línea.

En (20) se presenta la capacidad máxima y mínima de potencia activa que puede suministrar cada generador a la red.

$$P_g^{\min} \leq P_g \leq P_g^{\max} \quad (20)$$

Donde:

P_g^{\min} : Potencia mínima del generador.

P_g^{\max} : Potencia máxima del generador.

Tabla 1. Algoritmo de Optimización

Algoritmo de Optimización
Inicio
Paso 1: Ingreso de los parámetros del sistema de 30 barras IEEE.
$A = [L_i, \delta_{ij}]$ Barras
$B = [P_{ij}^{\max}, x]$ Líneas
$C = [P_g^{\max}, P_g^{\min}, C_g]$ Generadores
Paso 2: Selección de contingencia
Paso 3: Cálculo de la Susceptancia.
$b_{ij} = -\frac{1}{x_{ij}}$
Paso 4: Cálculo del flujo de potencia activa de las líneas.
$P_{ij} = \frac{\delta_i - \delta_j}{x_{ij}}$
Paso 5: Verificación de los límites del flujo de potencia activa en las líneas.
$-P_{ij}^{\max} \leq P_{ij} \leq P_{ij}^{\max}$
Paso 6: Verificación de los límites de potencia activa en los generadores.
$P_g^{\min} \leq P_g \leq P_g^{\max}$
Paso 7: Verificación del balance de potencia activa.
$\sum P_g - L_i = \sum P_{ij}$
Paso 8: Cálculo de la función objetivo.
$FO = \sum_{g=1}^n a_g (P_g)^2 + b_g P_g + C_g$
Paso 9: Verificación de que el sistema cumpla las restricciones.
Fin

3.2. Casos de estudio

Como se ha mencionado anteriormente, el estudio pretende optimizar el flujo óptimo DC de potencia a través del programa de optimización GAMS mediante programación lineal. Los casos que se estudian son cuando el sistema opera en estado estable y luego cuando este presente una contingencia doble, siendo estas línea-generador y línea-línea, mismas que son seleccionadas con la ayuda del PI antes expuesto.

3.2.1. Sistema condiciones de pre-contingencia.

La Tabla 2 presenta la cantidad de potencia activa que cada generador entrega para cumplir con toda la demanda que requiere el sistema al menor costo posible.

Tabla 2. Potencia activa y costos totales de generación en condiciones iniciales.

Gen	Pgmin [MW]	Pgmax [MW]	FOP-DC [MW]	Costo [\$/MWh]
G1	50	200	73.4	2.00
G2	20	80	80	1.75
G3	15	50	50	1.00
G4	10	35	10	3.25
G5	10	30	30	3.00
G6	12	40	40	3.00
Demanda [MW]				283.4
Costo total [\$/MWh]				579.3

En la Figura 5 se presenta el despacho de potencia activa de los generadores cuando estos operan en estado estable cumpliendo con toda la demanda del sistema y las restricciones.

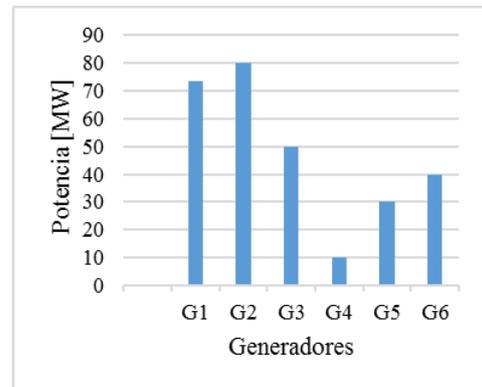


Figura 5. Despacho de potencia activa de generadores en condiciones iniciales.

En la Figura 6 se presenta el flujo de potencia activa que transportan las líneas de transmisión del sistema, en estado estable, también se puede observar el PI el cual clasifica a las líneas de

transmisión de acuerdo a la severidad de cada uno, mientras el valor es más alto mayor impacto produce en caso de una falla.

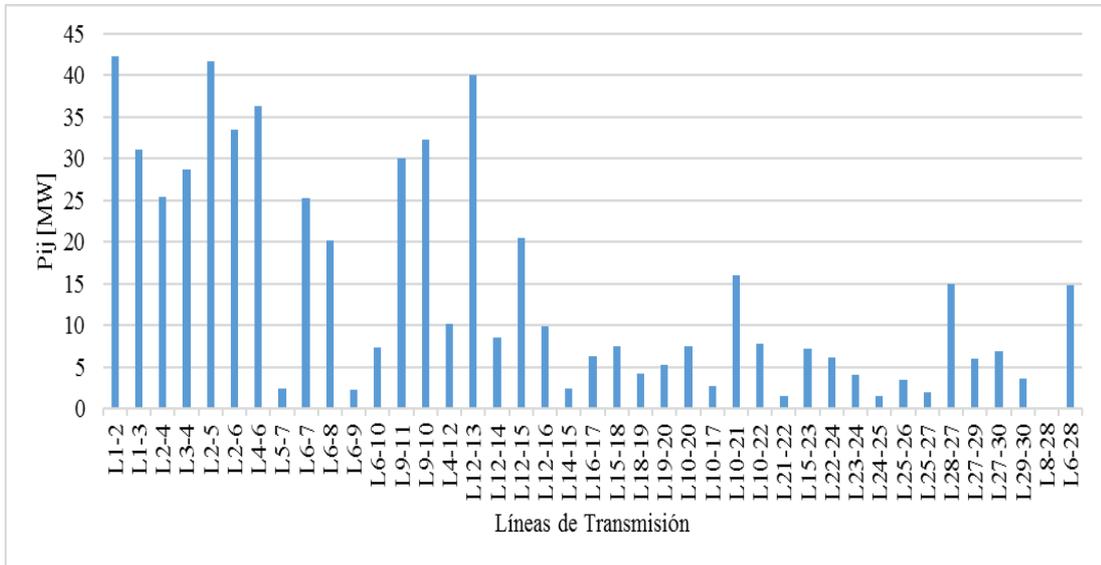


Figura 6. Flujo de potencia activa en las líneas de transmisión.

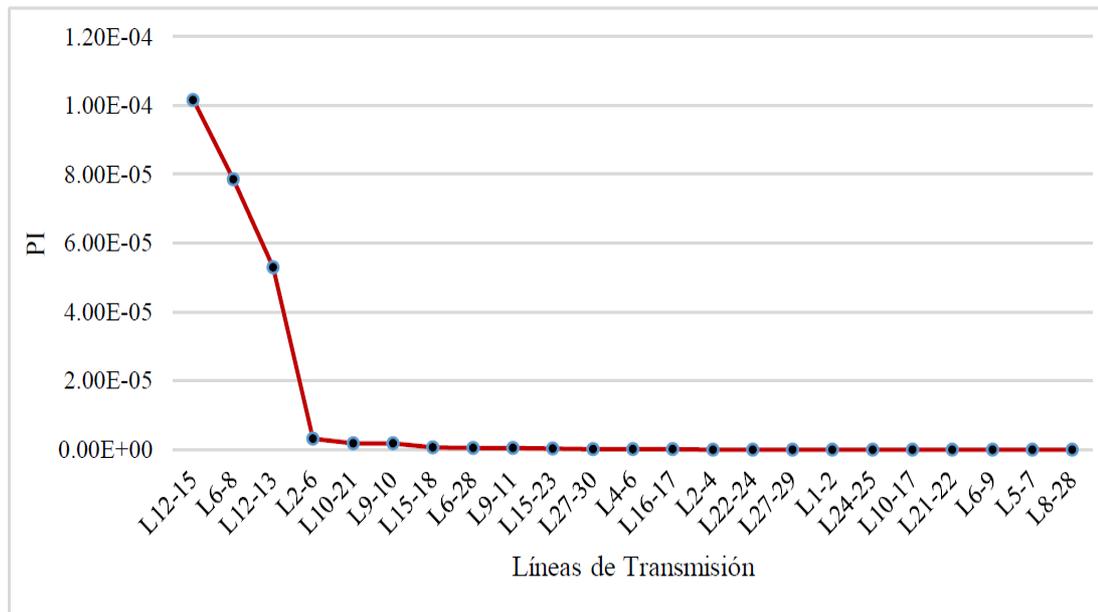


Figura 7. Clasificación de las líneas de transmisión según el PI.

En la Figura 7 se puede observar la clasificación de las líneas de transmisión del sistema de mayor a menor severidad. En este caso, las 3 primeras líneas son las que se encuentran operando a mayor capacidad en relación a las demás, por lo que son consideradas más importantes en el sistema.

3.2.2. Caso1: Sistema aplicado una contingencia N-2 a línea-generator.

Para la selección de la contingencia doble se lo realiza según el PI por lo que se optó por la línea L12-15. Para elegir el generador, se utiliza un método heurístico, seleccionando el valor de potencia activa más elevado sin

considerar el generador asociado a la barra 'slack' del sistema. Los resultados que se muestran a continuación:

Tabla 3. Potencia activa y costos totales de generación luego de la contingencia línea-generador.

Gen	Pgmin [MW]	Pgmax [MW]	FOP-DC [MW]	Costo [\$/MWh]
G1	50	200	153.4	2.00
G2	20	80	0	1.75
G3	15	50	50	1.00
G4	10	35	10	3.25
G5	10	30	30	3.00
G6	12	40	40	3.00
Demanda [MW]				283.4
Costo total [\$/MWh]				599.3

La Tabla 3 muestra el despacho de generación potencia activa que cada generador entrega luego de la contingencia aplicada al sistema al

menor costo posible y cubriendo con toda la demanda.

La Figura 8 presenta el total de potencia activa que cada generador despacha cuando presenta la contingencia del caso 1.

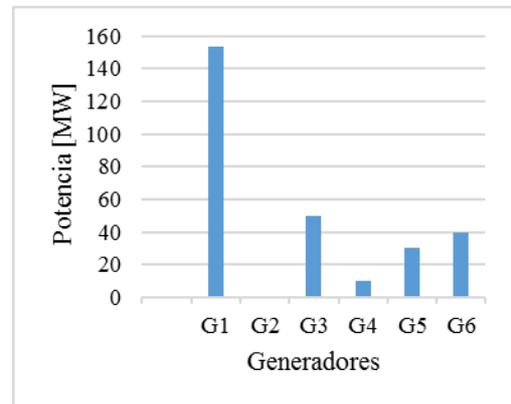


Figura 8. Despacho de potencia activa aplicando la contingencia línea-generador.

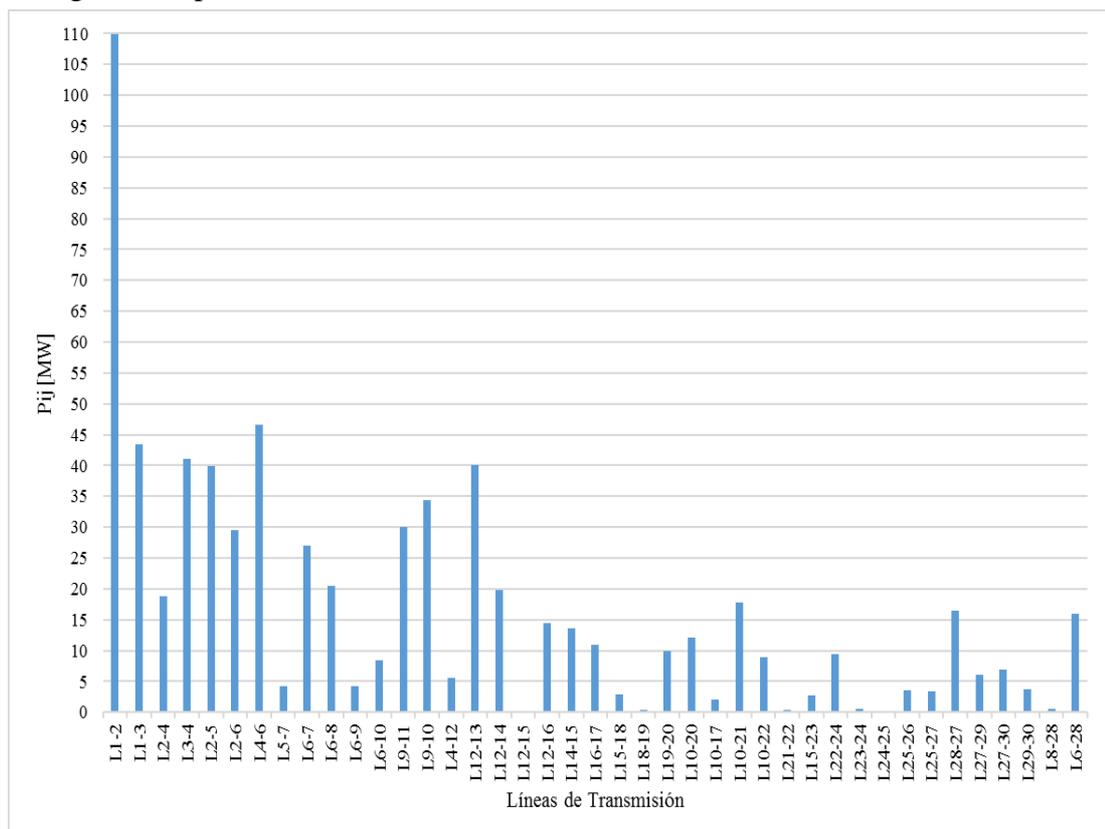


Figura 9. Flujo de potencia activa en las líneas de transmisión luego de la contingencia línea-generador.

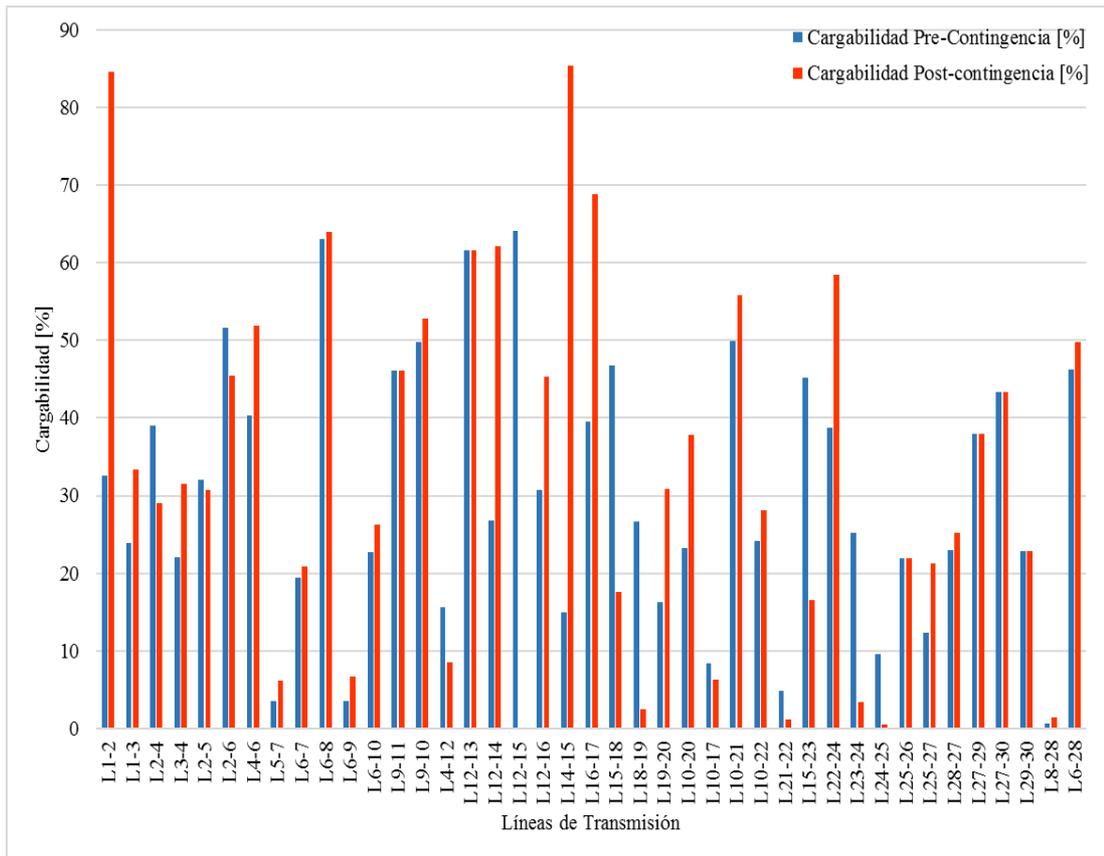


Figura 10. Cargabilidad en las líneas de transmisión luego de la contingencia línea-generador.

En la Figura 9 se puede observar flujo de potencia que tienen las líneas de transmisión luego de aplicarle la contingencia doble.

En la Figura 10 se presenta la cargabilidad que tienen las líneas de transmisión en pre-contingencia y post-contingencia con la finalidad de observar el cambio que tienen al aplicarle una contingencia doble.

3.2.3. Caso 2: Sistema aplicado una contingencia N-2 a línea-línea.

En este caso se realiza la contingencia en dos líneas de transmisión siendo estas las líneas L12-15 y L6-8 mismas que fueron seleccionadas de acuerdo al PI.

En la Tabla 4 muestra el despacho de generación de potencia activa que los generadores entregan una vez aplicada la contingencia al sistema cubriendo toda la demanda al menor costo posible.

Tabla 4. Potencia activa y costos totales de generación luego de la contingencia línea-línea

Gen	Pgmin [MW]	Pgmax [MW]	FOP-DC [MW]	Costo [\$/MWh]
G1	50	200	70.03	2.00
G2	20	80	80	1.75
G3	15	50	50	1.00
G4	10	35	13.37	3.25
G5	10	30	30	3.00
G6	12	40	40	3.00
Demanda [MW]				283.4
Costo total [\$/MWh]				583.5

La Figura 11 presenta la potencia activa de los generadores del sistema cuando este presenta la contingencia del caso 2.

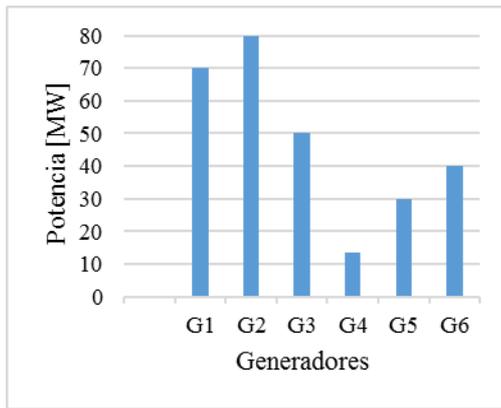


Figura 11. Despacho de potencia activa aplicando la contingencia línea-línea.

En la Figura 12 se presenta el flujo de potencia que tienen las líneas de transmisión luego de aplicarle la contingencia en las líneas L12-15 y L6-8.

En la Figura 13 se observa la cargabilidad que presentan las líneas de transmisión en pre-contingencia y post-contingencia.

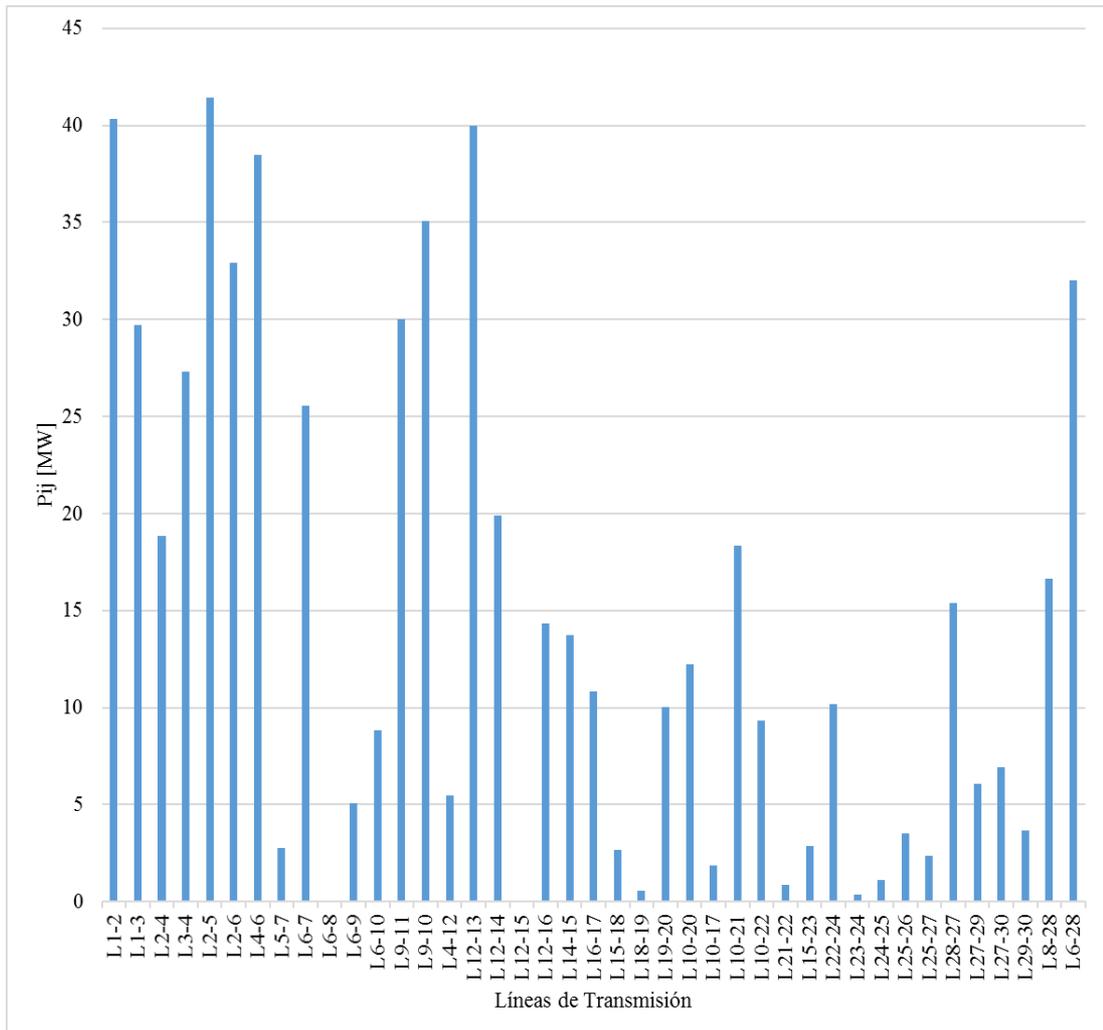


Figura 12. Flujo de potencia activa en las líneas de transmisión luego de la contingencia línea-línea.

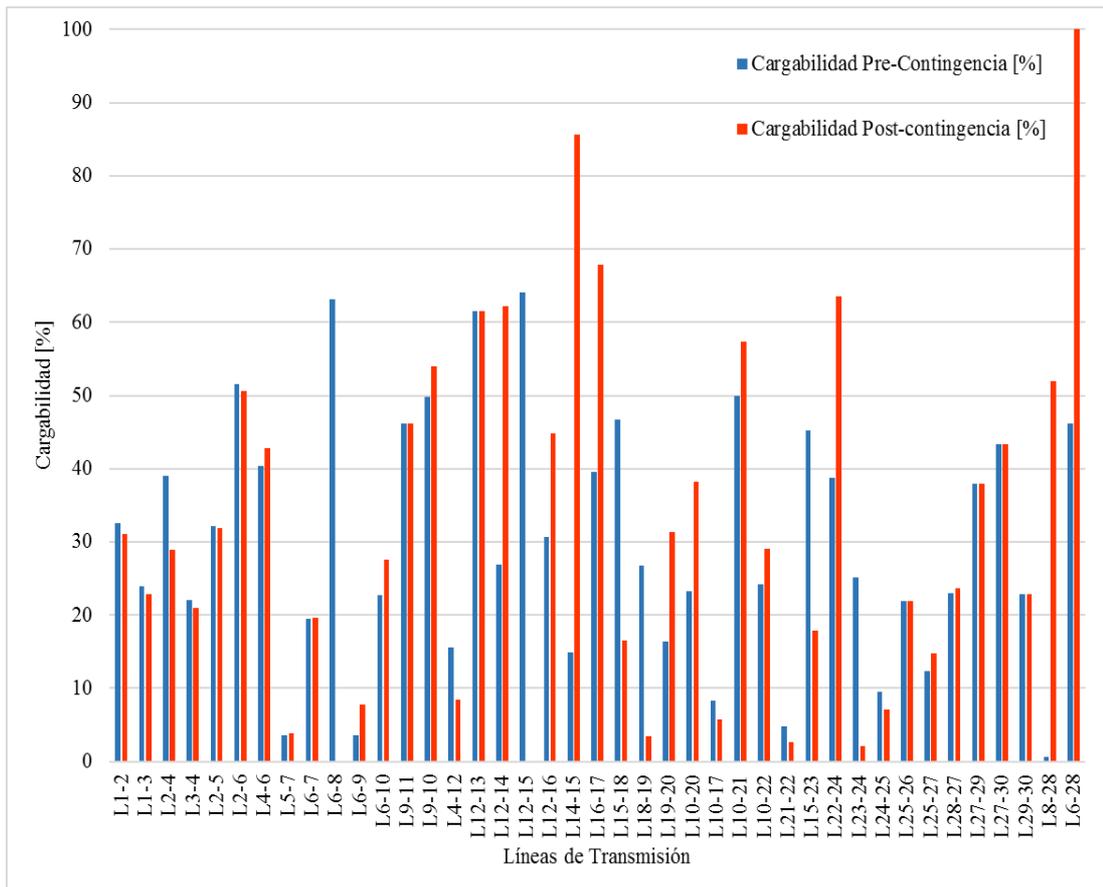


Figura 13. Cargabilidad en las líneas de transmisión luego de la contingencia línea-línea.

4. Análisis de Resultados

A continuación se presenta el análisis de los casos antes expuestos, en la misma manera en que fueron presentados. Es decir, pre-contingencia y post-contingencia.

4.1. Análisis en condiciones de pre-contingencia

Para este caso se realiza el análisis cuando el sistema se encuentra en estado estable, es decir, el SEP opera con valores nominales de voltaje, corriente y frecuencia.

En este caso los generadores G5 y G6 al ser considerados PV se les asigna el valor máximo de despacho en generación de potencia activa, es decir, toman el valor de 30 MW y 50 MW respectivamente. Esto quiere decir que dichos generadores inician en el flujo óptimo de potencia con esos valores en todos los casos a analizar.

En la Tabla 2 se puede observar que el sistema opera de manera óptima abasteciendo toda la carga de 283.4 MW del sistema, operando al menor costo posible y cumpliendo con todas las restricciones del algoritmo. Cabe mencionar que los generadores G2 y G3 operan a su máxima capacidad debido a que son los más económicos, sin tomar en cuenta G5 y G6. Esto lleva a que el sistema opere con un costo total de 579.3 \$/MWh.

En la Figura 6 se presenta el flujo de potencia activa que circula por las líneas de transmisión, mismas que cumplen con la restricción de capacidad. A su vez se muestra el PI de cada línea. Las líneas L12-15, L6-8, L12-13 son las más críticas del sistema por lo que en una de ellas se aplica la contingencia.

4.2. Análisis en condiciones de contingencia N-2 de línea-generador.

Para este caso se realiza el análisis cuando el sistema se le aplica una contingencia doble, eligiendo las líneas más severas con la finalidad de realizar el estudio en un caso crítico, con la finalidad de simular una contingencia crítica, se desconecta el generador G2 y la línea L12-15. Esta desconexión provoca que los flujos de potencia elijan un camino diferente en las líneas de transmisión y el despacho de los generadores sea otro.

En la Tabla 3 se observa la salida del generador G2, lo que provoca que el generador G3 opere a su máxima capacidad y el generador G1, asignado como 'slack', aumente a 153.4 MW lo que conlleva a que el costo total de operación del sistema aumente a 599.3 \$/MWh. Cabe recalcar que gracias al algoritmo utilizado en este estudio, los generadores despachados cubren con toda la demanda, sin ningún tipo de problemas por sobrecarga, al menor costo posible.

En la Figura 9 se presenta el resultado del flujo de potencia en las líneas de transmisión, luego de aplicarle la contingencia. Es oportuno mencionar que la simulación de este evento produce que el flujo se re direcciona y tome otra ruta con la finalidad de abastecer toda la demanda del sistema sin ningún inconveniente.

La Figura 10 muestra la cargabilidad de las líneas de transmisión del sistema en pre-contingencia y post-contingencia con la finalidad de que se pueda observar el efecto que produce la salida del generador G2 y la línea L12-15. Este evento produce que las líneas L1-2, L12-14, L14-15, L16-17 aumenten considerablemente su cargabilidad, aun cuando se encuentran dentro de los límites establecidos.

4.3. Análisis en condiciones de contingencia N-2 de línea-línea.

En este caso se realiza el análisis cuando el sistema presenta una contingencia en dos de sus líneas de transmisión, específicamente en L12-15 y L6-8, las cuales fueron seleccionadas de acuerdo a PI. La salida de estas dos líneas provoca que el flujo de potencia tome otro camino y los generadores operen de diferente forma abasteciendo la carga del sistema.

En la Tabla 4 se presenta el despacho de generadores frente a la contingencia aplicada, lo que provoca que los generadores G2 y G3 operen a su máxima capacidad debido a que tienen el costo bajo de operación, sin tomar en cuenta los generadores G5 y G6 que son considerados PV y asignados a su máxima capacidad. A su vez se muestra el costo total de operación que es 583.5 \$/MWh, dicho valor es mayor al de pre-contingencia por lo que este evento produce un aumento en costo de 4.2 \$/MWh.

En la Figura 12 se presenta el del flujo de potencia activa en las líneas de transmisión, luego de aplicarle la contingencia en las líneas L12-15 y L6-8. A su vez se observa que al estar dichas líneas en contingencia su flujo es cero "0" por lo que este es re direccionado a través de otras líneas de transmisión abasteciendo toda la demanda del sistema.

En la Figura 13 se observa que la desconexión de las líneas de transmisión en contingencia produce que las demás líneas aumenten considerablemente su cargabilidad siendo las más afectadas las líneas L6-28, L14-15, L16-17, L22-24, L12-14, L8-28, cabe recalcar que estas se encuentran dentro de los límites de operación.

5. Conclusiones

Mediante la linealización del FOP-DC se obtuvo resultados óptimos en la pre-contingencia y post-contingencia de manera que se despacharon al máximo los generadores con menor costo operativo logrando que la función objetivo se ejecute de la mejor manera.

Los generadores G5 y G6 se encuentran ubicados en nodos que son considerados como barras PV por lo que se les asignó la potencia máxima de despacho siendo 30 MW y 40 MW respectivamente. Estos valores fueron designados en los 2 casos donde se realizó el análisis de manera que costo total aumenta ya que dichos generadores tienen un costo superior en relación a los demás.

Los resultados del análisis de costos en pre-contingencia son bajos en relación al caso 1 de post-contingencia debido a que en pre-contingencia se despachan los generadores más económicos y en el caso 1 operan los generadores más costosos ya que el G2 no está en funcionamiento lo que produce un aumento de costo de 20 \$/MWh.

De los 2 casos analizados en post-contingencia, el caso 1 produce mayor costo de operación de los generadores ya que este tiene un costo total de 599.3 \$/MWh mientras que el caso 2 tiene 583.4 \$/MWh, por lo que se concluye que la salida del generador G2 y línea L12-15 es más costoso que la salida de las líneas de transmisión L12-15 y L6-8.

En la función objetivo solo se tomó en cuenta el costo de “bg” (\$/MWh), debido a que se usó programación lineal para la resolución del problema. Al usar el costo de “ag” (\$/MW²h) pasa a ser programación no lineal, misma que no fue aplicado en este estudio.

El programa GAMS ejecuta de manera satisfactoria el modelo matemático de optimización propuesto en este estudio, optimizando la función objetivo con sus restricciones, ejecutándose de manera rápida y sin ningún tipo de problemas de

convergencia en el sistema base de 30 barras de la IEEE.

La implementación del flujo óptimo de potencia linealizado en GAMS presenta un manejo sencillo de ecuaciones tanto de la función objetivo como las restricciones de igualdad y desigualdad del sistema, a su vez no muestra problemas de convergencia en sistemas robustos ya que encuentra soluciones óptimas de manera rápida y precisa.

6. Trabajos Futuros

Se sugiere realizar una planeación de la expansión del sistema eléctrico de potencia basado en contingencias N-2.

7. Referencias

- [1] A. R. Kumar, “Contingency analysis in power system,” no. July, p. 84, 2011.
- [2] E. R. Soto, *Contingencias dobles y simples para corrientes en el sistema eléctrico de Pereira*. Universidad Tecnológica de Pereira. Facultad de Tecnologías. Tecnología Eléctrica, 2012.
- [3] R. Ernesto, S. Paredes, J. Fernando, M. Masache, and C. M. Gencón, “Análisis de contingencia del sistema nacional interconectado,” 2006.
- [4] B. Armengol, “Aplicación de Técnicas de Optimización en Sistemas Eléctricos,” pp. 1–50, 2003.
- [5] P. E. Oñate Yumbra, “Solución del problema de flujos de potencia óptimo con restricciones de seguridad por un optimizador de partículas modificado,” p. 99, 2008.
- [6] R. García, J. Vera, and S. Arce, “Aplicación del Flujo de Potencia Óptimo DC al Sistema Interconectado Nacional .,” *Fpune*, vol. 5, pp. 74–81, 2009.
- [7] J. M. Lezama Lopez and L. A. Pareja Gallego, “Flujo de potencia optimo usando el

- metodo del gradiente para reduccion de perdidas en sistemas de potencia,” *Ing. y Cienc.*, vol. 4, pp. 71–85, 2008.
- [8] H. Dommel and W. Tinney, “Optimal Power Flow Solutions,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-87, no. 10, pp. 1866–1876, 1968.
- [9] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power Generation, Operation, and Control*. Wiley, 1996.
- [10] C. Canizares, W. Rosehart, A. Berizzi, and C. Bovo, “Comparison of voltage security constrained optimal power flow techniques,” *2001 Power Eng. Soc. Summer Meet. Conf. Proc. (Cat. No.01CH37262)*, vol. 00, no. 1, pp. 1680–1685 vol.3, 2001.
- [11] K. Purchala, L. Meeus, D. Van Dommelen, and R. Belmans, “Usefulness of DC Power Flow for Active Power Flow Analysis,” *Power Eng. Soc. Gen. Meet.*, pp. 454–459, 2005.
- [12] C. Zhang, H. Chen, M. Guo, X. Wang, Y. Liu, and D. Hua, “DC power flow analysis incorporating interval input data and network parameters through the optimizing-scenarios method,” *Electr. Power Energy Syst.*, vol. 96, no. 381, pp. 380–389, 2018.
- [13] K. Van Den Bergh, E. Delarue, and W. D’haeseleer, “DC power flow in unit commitment models,” *TME Work. Pap. Environ.*, no. May, pp. 1–38, 2014.
- [14] S. M. Fatemi, S. Abedi, G. B. Gharehpetian, S. H. Hosseinian, and M. Abedi, “Introducing a Novel DC Power Flow Method with Reactive Power Considerations,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 6, pp. 3012–3023, 2015.
- [15] Zuyi Li, *Fundamentals of Power System Economics [Book Review]*, vol. 4, no. 4. 2006.
- [16] K. Saxena and A. R. Abhyankar, “Agent based decentralized DC load flow computation,” in *2016 National Power Systems Conference, NPSC 2016*, 2017.
- [17] C. K. Zhifang Yang, Haiwang Zhong, Anjan Bose, Tongxin Zheng, Qing Xia, “A Linearized OPF Model with Reactive Power and Voltage Magnitude : A Pathway to Improve,” vol. 8950, no. c, 2017.
- [18] PLEXOS, “Introduction to optimal power flow model in plexos.” pp. 6–9, 2009.
- [19] B. Stott and J. Jardim, “DC Power Flow Revisited,” vol. 24, no. 3, pp. 1290–1300, 2009.
- [20] M. G. H. Grainger, Stevenson, *Análisis de Sistemas de Potencia*. 1996.
- [21] K. S. Pandya; S. K. Joshi, “A survey of optimal power flow methods,” *J. Theor. Appl. Inf. Technol.*, vol. 4, no. 5, pp. 450–458, 2008.
- [22] A. Goudarzi and A. Swanson, “DC Optimal Power Flow through the Linear Programming – in Context of Smart Grid,” *24th South. African Univ. Power Eng. Conf.*, no. January, 2016.
- [23] A. Solution, “A SOLUTION OF THE TRANSMISSION LIMITED DISPATCH PROBLEM BY SPARSE LINEAR PROGRAMMING,” *Power*, no. June, pp. 1044–1053, 1979.
- [24] B. Royle and N. Editor, “GAMS A User ’ s Guide,” vol. 2000, pp. 4–6, 2000.
- [25] P. Kaplunovich and K. Turitsyn, “Fast and Reliable Screening of N-2 Contingencies,” *IEEE*

- Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 6, pp. 4243–4252, 2016.
- [26] K. S. Turitsyn and P. A. Kaplunovich, “Fast algorithm for N-2 contingency problem,” *Proc. Annu. Hawaii Int. Conf. Syst. Sci.*, pp. 2161–2166, 2013.
- [27] V. J. Mishra and M. D. Khardennis, “Contingency analysis of power system,” *2012 IEEE Students’ Conf. Electr. Electron. Comput. Sci.*, pp. 1–4, 2012.
- [28] J. F. A. Pulido, “Equivalentes Estáticos para selección de Contingencias en Sistemas Eléctricos de Potencia,” Instituto Politécnico Nacional, 2011.
- [29] A. Escobar and L. Gallego, “Análisis estático de contingencias de potencia activa en SEP,” *Redalyc*, vol. X, no. 25, pp. 1–6, 2004.
- [30] J. Sun and L. Tesfatsion, “DC Optimal Power Flow Formulation and Solution Using QuadProgJ,” *Econ. Work. Pap.*, no. 2010, 2010.
- [31] “Flujo de carga linealizado.” [Online]. Available: <https://manautomata.files.wordpress.com/2012/10/capitulo6.pdf>.
- [32] G. Argüello, “Análisis y Control de Sistemas Electricos de Potencia,” p. 95, 1988.
- [33] J. Mohammadi, J. Zhang, S. Kar, and G. Hug, “Multilevel Distributed Approach for DC Optimal Power Flow,” 2015.
- [34] M. S. S. (auth. . Hossein Seifi, *Electric Power System Planning: Issues, Algorithms and Solutions*, 1st ed. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2011.
- [35] A. Soroudi, *Power System Optimization Modeling in GAMS*. Ireland: Springer International, 2017.
- [36] “Appendix - A DATA FOR

IEEE-30 BUS TEST SYSTEM.” [Online]. Available: https://al-roomi.org/multimedia/Power_Flow/30BusSystem/IEEE30BusSystemDATA2.pdf.

8. Estado del arte

Tabla 5. Matriz del estado del arte

CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DEL FLUJO DE POTENCIA DC FRENTE A CONTINGENCIAS N-1 Y N-2.																										
DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA							
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	Flujos Óptimos de Potencia	Sistemas Eléctricos de Potencia	OPF-DC	OPF-AC	Confiabilidad	Contingencias	Minimización de Costos	Contingencias	Flujos Óptimos de Potencia	Estabilidad del SEP	Programación Lineal	Costo	Balance de Potencia Activa	Capacidad de generación	Capacidad en las líneas	Flujo de potencia activa	Algoritmo de Optimización	Programación Lineal	Programa GAMS	Modelos matemáticos	Costos	DC-OPF	Seguridad	Capacidad
1	2011	Contingency analysis in power system	X	X	X	X		X		X	X				X		X	X	X			X		X		X
2	2012	Contingencias dobles y simples para corrientes en el sistema eléctrico de Pereira.		X			X	X		X		X				X	X	X				X			X	
3	2006	Análisis de contingencia del sistema nacional interconectado		X			X	X		X	X	X			X		X	X				X				X
4	2003	Aplicación de Técnicas de Optimización en Sistemas Eléctricos	X	X	X	X	X		X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X			X	X	X	X
5	2008	Solución del problema de potencia óptimo con restricciones de seguridad por un optimizador de partículas	X	X			X	X	X	X	X			X	X			X					X	X		
6	2009	Aplicación del flujo de potencia óptimo DC al Sistema Interconectado Nacional	X	X	X		X			X	X		X		X	X	X	X	X	X				X	X	X
7	2008	Flujo de potencia óptimo usando el método del gradiente para reducción de pérdidas en sistemas de potencia	X	X			X				X	X			X			X					X			X
8	1968	Optimal power flow solutions	X	X			X				X	X			X			X					X			X
9	1996	Power generation, operation and control	X	X			X				X	X			X	X	X	X					X			X

29	1996	Análisis de sistemas de potencia		X	X		X					X			X	X	X	X	X			X		X		
30	2010	DC Optimal Power Flow Formulation and Solution using QuadProgJ	X		X	X	X		X		X	X		X	X	X	X	X	X			X	X	X		X
31	2012	Flujo de carga linealizado		X	X	X	X				X			X	X	X	X	X				X		X		
32	1988	Análisis y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia		X	X									X	X	X	X					X		X		
33	2015	Multilevel distributed approach for DC optimal power flow	X		X		X		X			X	X	X	X	X	X					X	X	X		X
34	2011	Electric power system planning: Issues, algorithms and solution			X		X	X		X	X		X	X	X	X	X	X				X	X	X		X
35	2017	Power System Optimization Modeling in GAMS	X	X	X	X		X		X		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
36		A data for IEEE-30 bus test system		X																						
			20	27	19	7	24	17	11	13	23	22	6	10	26	21	22	27	19	5	1	28	10	19	14	13

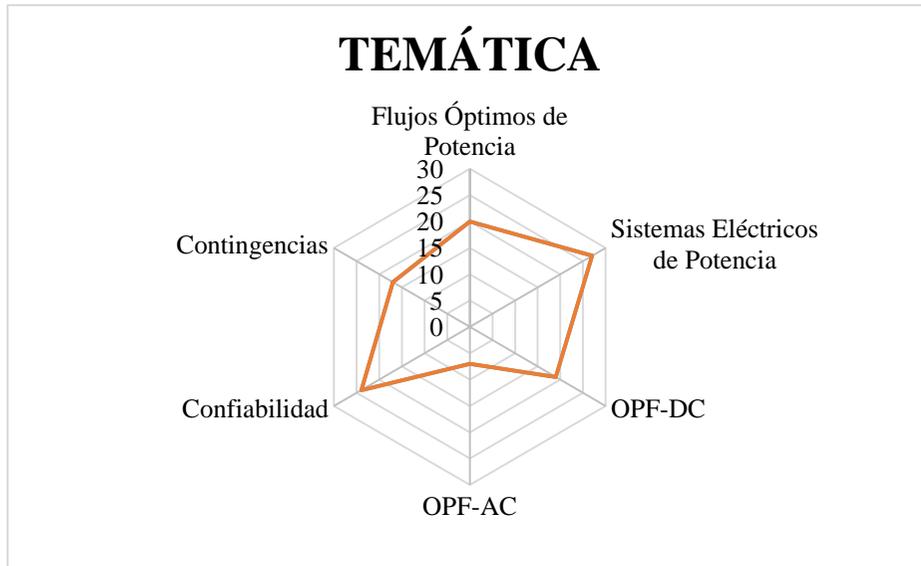


Figura 14. Temática del problema

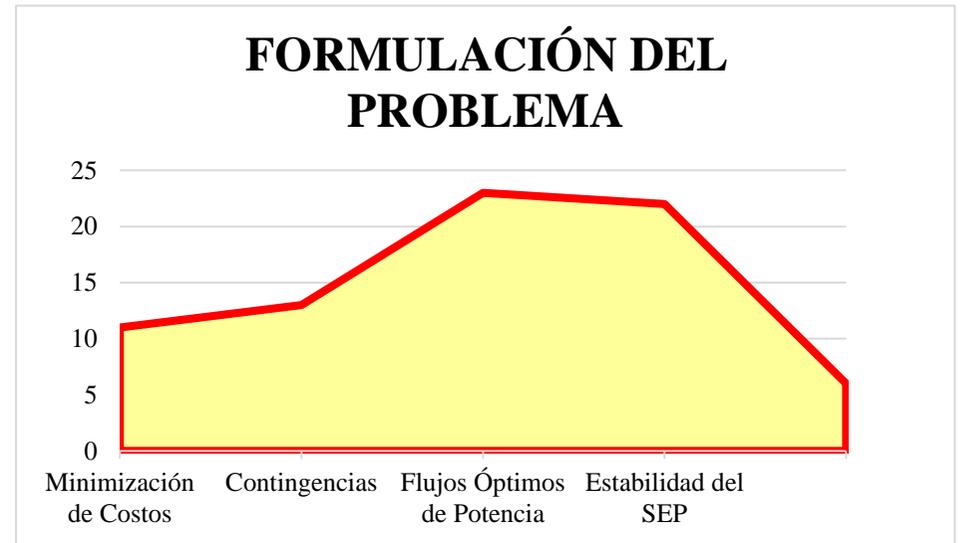


Figura 15. Formulación del problema

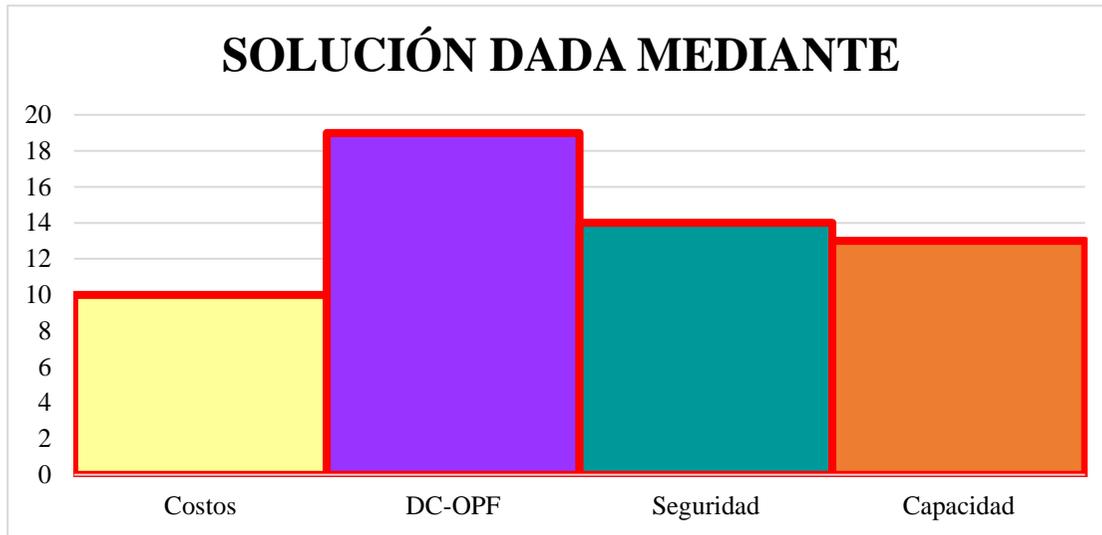


Figura 16. Solución al problema

9. Anexos

Los datos que se presentan en esta sección están basadas en 30 barras del IEEE.

En la *Tabla 6* se muestra los parámetros de los generadores; es decir, la potencia máxima y mínima, los costos de producción ag, bg, cg.

Tabla 6. Parámetros de los generadores del sistema

Gen	Pgmin	Pgmax	Costos		
	[MW]	[MW]	ag [\$/MW ² h]	bg [\$/MWh]	cg [\$/h]
G1	50	200	0.00375	2.00	0.00
G2	20	80	0.0175	1.75	0.00
G3	15	50	0.0625	1.00	0.00
G4	10	35	0.00834	3.25	0.00
G5	10	30	0.025	3.00	0.00
G6	12	40	0.025	3.00	0.00

En la *Tabla 7* se muestra los parámetros de la demanda que existe en cada barra del sistema.

Tabla 7. Parámetros de cargas en las barras

Barra	P [MW]	Barra	P [MW]
1	0	16	3.5
2	21.7	17	9
3	2.4	18	3.2
4	7.6	19	9.5
5	94.2	20	2.2
6	0	21	17.5
7	22.8	22	0
8	30	23	3.2
9	0	24	8.7
10	5.8	25	0
11	0	26	3.5
12	11.2	27	0
13	0	28	0
14	6.2	29	2.4
15	8.2	30	10.6

En la *Tabla 8* se muestra los parámetros de las líneas de transmisión del sistema.

Tabla 8. Parámetros de las líneas de transmisión.

#	Línea	x [pu]	Capacidad [MVA]
1	L1-2	0.0575	130

2	L1-3	0.1852	130
3	L2-4	0.1737	65
4	L3-4	0.0379	130
5	L2-5	0.1983	130
6	L2-6	0.1763	65
7	L4-6	0.0414	90
8	L5-7	0.1160	70
9	L6-7	0.0820	130
10	L6-8	0.0420	32
11	L6-9	0.2080	65
12	L6-10	0.5560	32
13	L9-11	0.1100	65
14	L9-10	0.2080	65
15	L4-12	0.2560	65
16	L12-13	0.1400	65
17	L12-14	0.2560	32
18	L12-15	0.1304	32
19	L12-16	0.1987	32
20	L14-15	0.1997	16
21	L16-17	0.1932	16
22	L15-18	0.2185	16
23	L18-19	0.1292	16
24	L19-20	0.0680	32
25	L10-20	0.2090	32
26	L10-17	0.0845	32
27	L10-21	0.0749	32
28	L10-22	0.1499	32
29	L21-22	0.0236	32
30	L15-23	0.2020	16
31	L22-24	0.1790	16
32	L23-24	0.2700	16
33	L24-25	0.3292	16
34	L25-26	0.3800	16
35	L25-27	0.2087	16
36	L28-27	0.3960	65
37	L27-29	0.4153	16
38	L27-30	0.6027	16
39	L29-30	0.4533	16
40	L8-28	0.2000	32
41	L6-28	0.0599	32