

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA

REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA DE LAS PROPUESTAS DE MODELACIÓN Y SOLUCIÓN DEL FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA EN
ELECTRICIDAD**

STEFANI KAROLINA GOYES PIARPUEZÁN

karolinagoyesp@gmail.com

DIRECTOR: NELSON VICTORIANO GRANDA GUTIÉRREZ

nelson.granda@epn.edu.ec

DMQ, octubre 2022

CERTIFICACIONES

Yo, STEFANI KAROLINA GOYES PIARPUEZÁN declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.



STEFANI KAROLINA GOYES PIARPUEZÁN

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por STEFANI KAROLINA GOYES PIARPUEZÁN, bajo mi supervisión.



NELSON VICTORIANO GRANDA GUTIÉRREZ
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

STEFANI KAROLINA GOYES PIARPUEZÁN

NELSON VICTORIANO GRANDA GUTIÉRREZ

DEDICATORIA

A mis padres, Humberto y Patricia.

La culminación de este trabajo es por y para ustedes,
su amor me acompaña siempre.

AGRADECIMIENTO

Gracias a mi familia por ser la brújula en mi vida y los promotores de mis sueños, mis logros también son suyos.

A mis padres, por el esfuerzo, la dedicación y paciencia que me han brindado toda la vida. A mi padre, por forjar en mí la confianza con la que puedo cumplir mis metas y a mi madre, gracias por ser luz en mi camino. Gracias por el maravilloso hogar que formaron.

A mis tres hermanos, quienes hacen divertida mi vida mientras me cuidan y me enseñan lo verdaderamente importante; gracias por su presencia, respaldo y cariño. A Beto, por ser un gran ejemplo, por los innumerables consejos y apoyo incondicional junto a su esposa Yadira y mi sobrino Samuel, mi pequeña gran inspiración. A Cris, por protegerme, confiar en mí y enseñarme a superar los malos momentos. Y a mi hermano menor Pini, por brindarme paz y sonrisas con su compañía.

A mis primos Diana y Brayan, gracias por estar presentes en todo momento, por su ayuda y cariño más que primos los considero mis hermanos.

A mis abuelitas Rosita y María, siempre sentí su cariño y apoyo a la distancia. A mis tías y tíos, por su preocupación, ayuda y compromiso en mi educación les agradezco de corazón.

A mis amigos, quienes hicieron del paso por la universidad una de las mejores etapas en mi vida, compartiendo conocimientos, alegrías y tristezas sin esperar nada a cambio. Gracias por su paciencia y amistad Cintya, Esteban, Alan, Jairo, y Sebastián.

Al PhD. Nelson Granda, por su guía, comprensión y colaboración para poder culminar el presente Trabajo de Integración Curricular.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN	VIII
ABSTRACT	IX
1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 OBJETIVO GENERAL	3
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
1.3 ALCANCE	3
1.3.1 INVESTIGACIÓN BIBLIOGRÁFICA	3
1.3.2 ELABORACIÓN BASE DE DATOS DEL SNI PARA ESTUDIOS DE OPF	3
1.3.3 APLICACIÓN DE HERRAMIENTA EN SOFTWARE LIBRE PARA ESTUDIOS OPF EN SNI	4
2 FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	5
2.1 METODOLOGÍA	5
2.2 NOTACIÓN Y ABREVIATURAS	6
2.3 FLUJOS DE POTENCIA	7
2.4 ECUACIONES DE FLUJO DE POTENCIA	7
2.5 MÉTODOS DE SOLUCIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA.....	8
2.6 FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA (OPF).....	8
2.7 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA OPF.....	9
2.7.1 ESTRUCTURA GENERAL DEL OPF.....	9
2.7.2 VARIABLES.....	9
2.7.3 FUNCIÓN OBJETIVO.....	10
2.7.4 RESTRICCIONES	14
2.7.5 MÉTODOS DE SOLUCIÓN DE OPF.....	20
2.7.5.1 Programación lineal	20
2.7.5.2 Programación no lineal	21
2.7.5.3 Métodos deterministas	21
2.7.5.4 Métodos no deterministas	23
2.7.5.5 Resumen de métodos de para solución de OPF.....	24

3	HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES PARA SOLUCIÓN DEL OPF	25
3.1	HERRAMIENTAS COMERCIALES.....	26
3.1.1	DIGSILENT POWER FACTORY	26
3.1.1.1	Introducción.....	26
3.1.1.2	Flujo Óptimo de Potencia (OPF)	27
3.1.2	ETAP	28
3.1.2.1	Introducción.....	28
3.1.2.2	Flujo Óptimo de Potencia (OPF)	28
3.1.3	POWERWORLD SIMULATOR (PWS)	29
3.1.3.1	Introducción.....	29
3.1.3.2	Flujo Óptimo de Potencia (OPF)	30
3.1.4	POWER SYSTEM SIMULATOR FOR ENGINEERING (PSS/E)	30
3.1.4.1	Introducción.....	30
3.1.4.2	Flujo Óptimo de Potencia (OPF)	31
3.2	HERRAMIENTAS DE CÓDIGO ABIERTO.....	31
3.2.1	PANDAPOWER.....	31
3.2.1.1	Pypower	31
3.2.1.2	Breve descripción de Pandapower.....	32
3.2.1.3	Flujo Óptimo de Potencia (OPF) usando Pandapower	33
3.2.2	MATPOWER.....	36
3.2.2.1	Breve descripción de Matpower	36
3.2.2.2	Flujo Óptimo de Potencia (OPF) usando Matpower.....	37
3.2.3	RESUMEN DE HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES	40
4	MODELACION DEL SNI PARA ESTUDIOS DE OPF, APLICACIÓN DE HERRAMIENTA EN SOFTWARE LIBRE.....	41
4.1	SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.....	41
4.1.1	ELABORACIÓN DE LA BASE DE DATOS.....	41
4.1.2	CASOS DE ESTUDIO	43
4.1.3	RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE PANDAPOWER.....	43
4.1.4	RESULTADOS DE LA APLICACIÓN EN MATPOWER	47
5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	49
5.1	CONCLUSIONES.....	49
5.2	RECOMENDACIONES	50
6	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	51
7	ANEXOS.....	56

ANEXO A. PARAMETROS DE ENTRADA DE LOS ELEMENTOS DEL SNI ...	56
ANEXO B. EXTRACTO DE BASE DE DATOS SNI.....	59
ANEXO C. POTENCIA ACTIVA POR GENERADOR.....	63

RESUMEN

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) requiere de una operación económica eficiente, confiable y segura; actualmente hay disponibles varias herramientas para conseguirlo. En esta categoría se encuentra el estudio de Flujo Óptimo de Potencia (OPF), usado para la planificación y análisis de SEP. De forma general el propósito del OPF es determinar los ajustes de las variables de control, minimizando o maximizando una función objetivo previamente establecida mientras se respetan las restricciones o límites de una red eléctrica.

El problema OPF fue formulado a inicios de los sesenta, y desde entonces ha cobrado importancia por sus aplicaciones y el desarrollo de técnicas y formulaciones que consiguen soluciones factibles para este complejo problema. En ese sentido, existe una extensa variedad de propuestas en formulaciones de OPF, métodos de solución, casos de estudio y herramientas computacionales, por tanto, es recomendable discriminar y jerarquizar la información existente relacionada con el tema.

En este trabajo se realizó una exploración previa sobre el estado del arte del OPF, donde se incluyen investigaciones, proyectos científicos, trabajos de investigación y libros relacionados. La información recopilada es integrada y ordenada teniendo como índices: variables, restricciones, objetivo, métodos de solución y herramientas computacionales.

Se elaboró una base de datos del SNI en Excel para resolver estudios OPF usando las herramientas de software libre PandaPower y Matpower. La base de datos fue validada comparando los resultados obtenidos de las herramientas de software libre con los conseguidos usando DlgSILENT PowerFactory. Posteriormente, con esta base de datos se realizaron estudios de flujos óptimos de potencia usando PandaPower y Matpower considerando diferentes escenarios.

PALABRAS CLAVE: Flujo óptimo de potencia, Formulaciones de OPF, Restricciones de OPF, Optimización lineal, Optimización no lineal.

ABSTRACT

An Electrical Power System (EPS) requires an efficient, reliable, and secure economical operation; nowadays, there are several tools available to make that possible. Optimal Power Flow study (OPF) is laid on this category because it is used for making planning and analysis of EPS. In general terms, OPF has the purpose of determining the control variables settings minimizing or maximizing an objective function. This function is previously defined while the electrical network restrictions or bounds are respected.

OPF problem was formulated for the first time at the beginning of the seventh decade, and since then, it has become more important due to its applications and its technique and formulation development. Those have achieved feasible solutions for this complex issue. In this way, there is a large variety of proposals for OPF formulations, solve methods, case studies, and computational tools. Hence, it is advisable to discriminate and prioritize the existing information related to the subject.

This project was developed by using a previous scanning about the OPF background extracted from various research, scientific projects, papers, and related books. The collected information is integrated and organized considering some indexes such as variables, restrictions, purpose, solution methods and computational tools.

A database from SNI was created in Excel to solve OPF research by using free software tools like PandaPower and Matpower. The database was validated by comparing the results obtained from free software tools with those achieved using DlgSILENT PowerFactory. After that, optimal power flow studies were developed using this database by the aid of PandaPower and MatPower considering different conditions.

KEYWORDS: Optimal power flow, OPF formulations, OPF restrictions, Lineal optimization, Non-lineal optimization.

1 INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es un servicio básico, lo que significa que es fundamental para el desarrollo de un país; por ello, es preciso que el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) garantice confiabilidad, seguridad y calidad bajo una eficiente gestión económica.

Debido a su gran tamaño y operación en tiempo real, el sistema de suministro de energía eléctrica se convierte en un sistema de gran complejidad. De forma general, el sistema eléctrico se puede dividir en: generación, transmisión y distribución. La energía eléctrica parte de los generadores por el sistema de transmisión y fluye hasta el cliente a través de la red de distribución.

El sistema eléctrico cuenta con un operador cuya tarea principal es mantener el balance energético de la red en tiempo real, garantizando una operación confiable y segura mientras monitorea y controla el sistema. Es importante señalar que el operador debe ajustar las salidas de energía de los generadores conforme se comporte la carga; labor que se complica, ya que habitualmente el comportamiento de carga no es controlable por parte del operador, pero las salidas de los generadores convencionales si lo son [1].

Es importante que el operador tenga un acertado pronóstico de la carga, se puede pronosticar con diferentes consideraciones como: condiciones climáticas, estacionalidad, crecimiento económico o en base a datos históricos [2]. El operador será quién decida cuanta energía se genere, de forma tal que se pueda abastecer la carga prevista más las pérdidas.

En Ecuador, es el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) quien se encarga de la operación en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado (SNI). En base a una función de costos variables, el CENACE establece el despacho horario de las unidades generadoras utilizando software especializado y respetando las restricciones de operación del sistema de potencia. Los costos variables u operativos de las unidades están descritos en la regulación 003/03 del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) [3].

Existen diversos tipos de generadores, algunos usan combustible fósil como: carbón, petróleo, gas, etc. y otros basan su funcionamiento en energías renovables como: eólica, solar, hidráulica o geotérmica. Los costos de generación para cada unidad son diferentes debido a que poseen características únicas. Para abastecer la demanda de forma económica se requiere encontrar una combinación de unidades que otorgue el menor costo de generación [1].

El objetivo de la operación económica del sistema es usar métodos que optimicen costos tomando en cuenta los requerimientos del sistema, de ahí nace el Despacho Económico (**DE**) cuya preocupación principal es el costo mínimo del combustible al momento de despachar una unidad, inicialmente la clave del DE fue la función de costo marginal [4]. El método clásico se modificó cuando se incluyeron pérdidas de transmisión, obteniendo mejores resultados. Aun así, el DE tiene la desventaja de no modelar el sistema de transmisión, de manera que ayude a representar mejor las pérdidas [1].

Entre 1950 y 1960 los ingenieros de la época usaron la Ley de Kirchhoff para desarrollar ecuaciones de equilibrio de potencia activa y reactiva en los nodos del sistema (ecuaciones de flujo de potencia), con este avance se pudo representar matemáticamente a la red eléctrica.

Los estudios de flujos de potencia entregan información necesaria para el diseño y planeación de la expansión del sistema, además de ser usados para establecer condiciones óptimas de operación en sistemas existentes [4], [5]. Estos estudios se trabajan bajo diversas condiciones de operación tomando un caso base para la comparación, de esta forma, se puede encontrar condiciones críticas del sistema, corregirlas y llegar a una operación óptima.

El problema del flujo óptimo de potencia (**OPF**) relacionado al despacho económico de potencia fue definido a inicio de la década de 1960 [6]. Con el OPF se obtienen mejores resultados que usando el DE, ya que integra las pérdidas y un modelo exacto de la red.

El enfoque que tradicionalmente se le ha dado al OPF desde entonces está en minimizar el costo de generación; sin embargo, el problema ha ido evolucionando debido a nuevos mercados eléctricos, integración de fuentes renovables, etc. Dicho eso, existe una amplia variedad de formulaciones y métodos de solución de OPF con características matemáticas y exigencias computacionales distintas, cuyo objetivo es la búsqueda de la operación idónea en las redes de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica sujeta a restricciones del sistema y límites de control.

Después de revisar literatura clásica y reciente del OPF, el presente documento ofrece al investigador recursos para introducirse en este campo de la ingeniería eléctrica, brindando un punto de partida y contexto que facilite la búsqueda bibliográfica. Este trabajo aborda información relevante relacionada con: función objetivo, variables del problema, restricciones del modelo, métodos de solución y sistemas de prueba.

1.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar una investigación bibliográfica de las propuestas de modelación y solución del flujo óptimo de potencia (OPF).

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Realizar una investigación bibliográfica relacionada con las distintas propuestas de formulación matemática y algoritmos propuestos para la solución del OPF.
2. Elaborar una base de datos con información del SNI que permita realizar estudios de OPF
3. Realizar estudios de OPF, aplicados al SNI, empleando las herramientas computacionales de código abierto Matpower y PandaPower.

1.3 ALCANCE

1.3.1 INVESTIGACIÓN BIBLIOGRÁFICA

Recopilación de información en libros, artículos técnicos, revistas especializadas, tesis e internet, que permita elaborar el estado del arte. Se recopilará información relevante relacionada con técnicas de optimización aplicable al OPF, formulación matemática, sus variables y restricciones.

Sistematización de la información recopilada utilizando como índices: función objetivo planteada, variables del problema, restricciones del modelo, métodos de solución, sistemas de prueba.

Recopilación de información sobre herramientas computacionales que permitan realizar estudios de OPF. Se enfatizará en el lenguaje de programación, formulación matemática y métodos de solución implementados, sistemas de prueba disponibles, información de entrada y resultados que entrega la herramienta.

1.3.2 ELABORACIÓN BASE DE DATOS DEL SNI PARA ESTUDIOS DE OPF

Se recopilará información relacionada con el SNI de instituciones del sector eléctrico ecuatoriano como CENACE, ARCERNNR, TRANSLECTRIC y de artículos técnicos, tesis. La información recopilada será validada y almacenada en archivos de EXCEL

considerando un formato que permita su exportación y uso por parte de herramientas computacionales de código libre para análisis de SEP como PandaPower y Matpower.

1.3.3 APLICACIÓN DE HERRAMIENTA EN SOFTWARE LIBRE PARA ESTUDIOS OPF EN SNI

Partiendo de la base de datos técnicos del SNI, se elaborarán archivos de datos que puedan ser leídos por los programas de análisis de SEP PandaPower y Matpower. En estos programas se realizarán estudios de flujos óptimos de potencia considerando diferentes escenarios.

2 FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

2.1 METODOLOGÍA

El Flujo Óptimo de Potencia (OPF) han ganado gran importancia en los últimos años ya que es una herramienta básica para el análisis y planificación de la operación del SEP. Hasta la fecha se han desarrollado una extensa variedad de formulaciones del OPF, métodos de solución, casos de estudio y herramientas computacionales.

Para cumplir con los objetivos planteados es necesario seguir un proceso de investigación y tener en consideración el modelo LART con las competencias de un investigador.

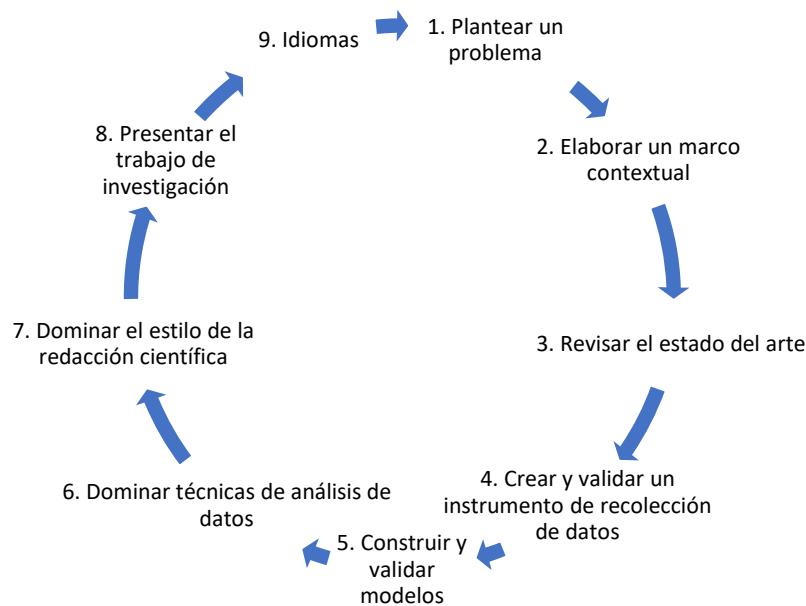


Figura 2.1-1 Las nueve competencias de un investigador Modelo LART 2011 [7]

El conocimiento se genera a partir de la investigación, por lo tanto, la revisión del estado del arte del OPF es el paso inicial para la elaboración de este proyecto.

La información revisada fue gestionada con ayuda de software, como:

- **Excel:** usado para crear una base de datos de la investigación bibliográfica. Aquí se puede gestionar y ordenar la información recopilada, usando diferentes índices para posteriormente filtrarla, por ejemplo: título, autores, año de publicación,

contenido, método de solución de OPF, restricciones, variables, sistemas de prueba u otra información relevante.

- **Gestor de bibliografías (Mendeley):** permite almacenar y organizar los documentos usados en la investigación para la luego generar la respectiva bibliografía. Mendeley posee la ventaja de trabajar con su aplicación de escritorio y de forma online lo que facilita la gestión de referencias web.
- **Bloc de notas digital (OneNote):** es una aplicación muy útil al momento organizar información, funciona como libretas las cuales pueden ser agrupadas por secciones. Aquí se puede agregar texto, enlaces, imágenes, tablas, etc.

2.2 NOTACIÓN Y ABREVIATURAS

Listado de la notación:

u	Variables de sistema controlables
x	Variables dependientes o de estado
$f(u, x)$	Función objetivo
$g(u, x)$	Función vectorial de las restricciones de igualdad
$h(u, x)$	Función vectorial de las restricciones de desigualdad
N	Número total de barras del sistema
N_G	Número total de generadores
N_L	Número total de líneas de transmisión
N_T	Número total de transformadores
N_Q	Número de barras de compensación
i, k	Índices correspondientes la barra del sistema
j	La unidad imaginaria u operador 90° , $\sqrt{-1}$
P_i	Potencia activa inyectada en barra i (generación-carga)
Q_i	Potencia reactiva inyectada en barra i (generación-carga)
V_i	Voltaje de la barra i
δ_i	Ángulo de la barra i
E_i	Componente real de voltaje complejo en barra i
F_i	Componente imaginario de voltaje complejo en barra i

Nota: $|V|\angle\delta = E + jF$

Y_{ik}	Elemento ik en la matriz de admitancias
g_{ik}	Ángulo del elemento ik en la matriz de admitancias
G_{ik}	Conductancia (componente real) de Y_{ik}
B_{ik}	Susceptancia (componente imaginario) de Y_{ik}

Nota: $|Y|\angle\theta = G + jB$

Listado de abreviaturas:

OPF	Optimal Power Flow (Flujo Óptimo de Potencia)
DE	Despacho Económico
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SNI	Sistema Nacional Interconectado
AC	Corriente Alterna
DC	Corriente Directa
LP	Programación Lineal
SQP	Programación Cuadrática Secuencial
PNL	Programación Neurolingüística
IDE	Entorno de desarrollo integrado

2.3 FLUJOS DE POTENCIA

Los estudios de flujo de potencia son una herramienta de gran ayuda durante la planificación de la expansión y operación de los SEP, cuya importancia reside en la determinación del voltaje (magnitud y ángulo) en cada una de las barras del sistema bajo condiciones de operación previamente especificadas. El problema es planteado usando los equivalentes de: transformador, líneas de transmisión, inyección de energía de generadores y cargas, y, su resolución se realiza a través de procesos iterativos [4], [8].

2.4 ECUACIONES DE FLUJO DE POTENCIA

Son (1) y (2) las ecuaciones de flujo de potencia en su forma polar; para una barra i , estas entregan valores calculados de potencia activa P_i y potencia reactiva Q_i que ingresan a la red. Además, (3) y (4) son las ecuaciones de los errores ΔP_i y ΔQ_i [4].

$$P_i = \sum_{k=1}^N |V_i| |V_k| |Y_{ik}| \cos(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik}) \quad (1)$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^N |V_i| |V_k| |Y_{ik}| \sin(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik}) \quad (2)$$

$$\Delta P_i = P_{i,prog} - P_{i,calc} \quad (3)$$

$$\Delta Q_i = Q_{i,prog} - Q_{i,calc} \quad (4)$$

2.5 MÉTODOS DE SOLUCIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA

Los métodos más usados para solucionar el problema de los flujos de potencia se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 1 Métodos de solución de Flujos de Potencia

Método	Referencias
Método de Gauss-Seidel	[4], [6]
Método de Newton-Rapson	[4], [5], [6]
Método Desacoplado	[4], [6]
Método de Desacoplado Rápido	[6], [9]
Método de Iwamoto	[10]
Flujo de Potencia de Corriente Continua	[11]

2.6 FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA (OPF)

Debido al crecimiento de la demanda energética, sobreexplotación de recursos naturales (renovables y no renovables) y aumento del costo en la generación, es necesario generar una solución que optimice el diseño y la operación de sistemas eléctricos.

De forma general, el OPF es un problema de optimización que busca encontrar una operación segura del sistema en un punto de operación económico. Fue definido en la década de los sesentas en relación al despacho económico [6]. Se puede describir al OPF como un problema no convexo, no lineal, de gran escala, con muchas restricciones y de gran relevancia donde se fijan los ajustes óptimos en variables eléctricas, llamadas variables de decisión, mientras se cumple con restricciones de igualdad y desigualdad para optimizar un criterio [12]. El área de OPF ha merecido gran atención en la industria eléctrica por sus aplicaciones en estudios de planeación y operación de sistemas eléctricos.

2.7 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA OPF

2.7.1 ESTRUCTURA GENERAL DEL OPF

La forma estándar, en la mayoría de las formulaciones del OPF, es representada por [5], [6], [12], [13], [14]:

$$\min f(u, x)$$

$$g(u, x) = 0$$

$$h(u, x) \leq 0$$

La función objetivo a minimizar $f(u, x)$. Generalmente f es una función escalar, pero en OPF multiobjetivo esta puede ser analizada como vectorial. Dentro de la formulación x y u son variables de control dependientes o independientes, y las funciones vectoriales $g(u, x)$ y $h(u, x)$ figuran como restricciones de igualdad y desigualdad del sistema, respectivamente.

El problema de OPF puede convertirse en un problema de programación lineal o no lineal dependiendo de la selección de $f, g, y h$.

2.7.2 VARIABLES

Las variables permiten representar el sistema eléctrico, se puede encontrar variables continuas y discretas dentro del planteamiento del OPF. En la siguiente tabla se muestran las principales variables encontradas en la bibliografía.

Tabla 2 Variables del problema OPF

Variable	Tipo	Referencias
Variables de estado		
Magnitud de voltaje de barra	Continua	[8],[15], [22]
Angulo de voltaje de barra	Continua	[8],[16]
Parte real e imaginaria del voltaje de barra	Continua	[8]
Potencia activa en barra	Continua	[8],[17]
Potencia reactiva en barra	Continua	[8],[17]
Potencia de la barra Slack	Continua	[17]
Variables de control		
Potencia activa y reactiva generada	Continua	[15], [22], [8], [19], [18], [32]

Posición del tap del transformador	Discreta	[15], [26], [23], [18], [32]
Ángulo de fase del transformador cambiador de fase	Continua, Discreta	[18], [26]
FACTS	Continua, Discreta	[19]

2.7.3 FUNCIÓN OBJETIVO

El objetivo más frecuente dentro del OPF es sin duda la minimización de costos de generación, ya sea considerando o no las pérdidas del sistema. Debido a que el OPF realiza control total de los flujos de potencia en el sistema, se ha encontrado dentro de la comunidad científica la incorporación de aspectos económicos, medioambientales o de seguridad. Las alternativas más comunes son: minimización de pérdidas y maximización de la calidad de energía.

Tabla 3 Funciones Objetivo para el problema OPF

Función Objetivo	Referencias
Minimización del costo de generación	[8], [20], [21], [22]
Minimización de pérdidas en la red	[21], [23]
Minimización de pérdidas de potencia activa	[6], [15], [24]
Minimización de la inversión en dispositivos de compensación reactiva	[24]
Perfil de tensión óptimo	[24], [25]

- **Minimización de costo de generación:**

Es la función objetivo más usada comúnmente, contempla la suma total de los costos de operación de las plantas generadoras, teniendo en cuenta costos de combustible, mantenimiento, suministros, entre otros [26].

F.O.: Minimizar:

$$f = \sum_{i=1}^{N_G} C_i(P_{Gi}) \quad (5)$$

Es la suma de las fuentes de energía controlables, donde, C_i son las curvas de costo de producción para la potencia generada P_{Gi} .

Las curvas de costos se obtienen de forma empírica al medir la cantidad de combustible consumido en una hora para la potencia fija generada. Con distintas potencias de generación se obtienen la curva [27], como se muestra en la Figura 2.7.3-1.

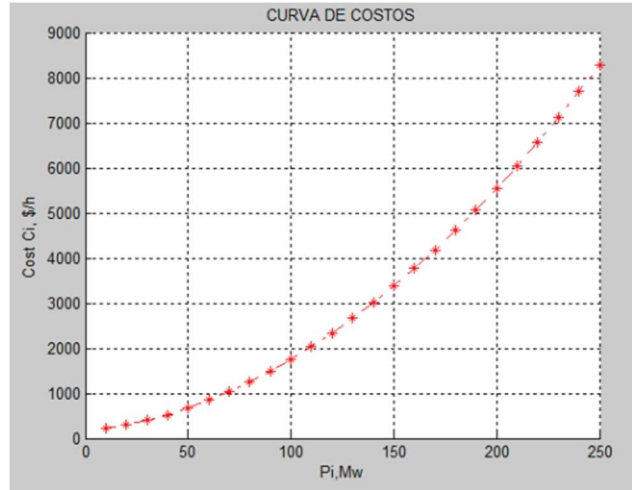


Figura 2.7.3-2 Curva de Costos de Unidades Térmicas [27]

Curva de costos de una unidad térmica [27]:

$$C_i(P_{Gi}) = a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 \quad (6)$$

Donde, a_i representa costos fijos y b_i, c_i costos variables de producción

- **Minimización de pérdidas de red:**

Busca optimizar el total de las pérdidas de potencia activa en las líneas de transmisión [23].

F.O.: Minimizar:

$$P_{loss} = \sum_{i=1}^{NL} \sum_{k=1}^{NL} g_{ik} (V_i^2 + V_k^2 - 2 * V_i V_k \cos(\delta_i - \delta_k)) \quad (7)$$

Donde,

P_{loss} : Pérdidas de potencia activa en el sistema

- **Minimización de pérdidas de potencia activa:**

Esta formulación se relaciona con el control de potencia reactiva, ya que, tiene el objetivo de reducir el flujo de VARs y mantener el perfil de tensión dentro de los márgenes permitidos, y reducir las pérdidas totales en el SEP [15].

$$P_L = \sum_{ij} R_{ij} \frac{P_{ij0}^2 + Q_{ij}^2}{[0,5(V_i + V_j)]^2} \approx \sum_{ij} R_{ij} (P_{ij0}^2 + Q_{ij}^2) (3 - V_i - V_j) \quad (8)$$

Donde,

i, j : barras de la línea $i - j$

V_i, V_j : magnitud de voltaje de la barra i y j

R_{ij}, X_{ij} : resistencia y reactancia de la línea $i - j$

Q_{ij} : potencia reactiva en la línea $i - j$

P_{ij} : flujo de potencia activa promedio en la línea $i - j$

Esta formulación es una aproximación desacoplada a la formulación de pérdida exacta, con pérdidas activas indicadas como una función explícita de la magnitud del voltaje [15].

$$\text{F.O.: Minimizar: } C_L P_L(V_G V) + \sigma(I_{qc} + I_{qr}) \quad (9)$$

$V_G, V, NT, I_{qc}, I_{qr}$

Sujeto a :

$$\begin{aligned} & \begin{pmatrix} (Q_{Gmin} - Q_{G0}) / V_{G0} \\ 0 \\ V_0(B_{Cmin} - B_{C0}) \end{pmatrix} \\ & \leq \begin{pmatrix} B_{gg} & B_{gl} & B_{gn} \\ B_{lg} & B_{ll} & B_{ln} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_G - V_{G0} \\ V - V_0 \\ NT - NT_0 \end{pmatrix} - (I_{qc} - I_{qc0}) + (I_{qr} - I_{qr0}) \quad (10) \\ & \leq \begin{pmatrix} (Q_{Gmax} - Q_{G0}) / V_{G0} \\ 0 \\ V_0(B_{Cmax} - B_{C0}) \end{pmatrix} \end{aligned}$$

$$V_{Gmin} \leq V_G \leq V_{Gmax}$$

$$V_{min} \leq V \leq V_{max}$$

$$NT_{min} \leq NT \leq NT_{max}$$

$$I_{qc}, I_{qr} \geq 0$$

(11)

Donde,

El primer conjunto de filas: corresponde a las barras de generación

El segundo conjunto: corresponde a las barras de carga separadas en dos grupos, con y sin compensación reactiva.

Subíndice 0: representa el valor de la variable en el flujo de carga anterior.

B : es una matriz de sensibilidad

I_{qc}, I_{qr} : representan inyecciones de potencia reactiva ficticias, se utilizarán como último recurso para lograr la factibilidad, están representadas por susceptancias de compensación equivalentes en el flujo de carga posterior.

CL : coeficiente de costo de pérdida anual estimado

σ : coeficiente de costo de inviabilidad, que se opta para que los costos de inviabilidad sean grandes con respecto a los costos de inversión del VAR.

- **Minimización de la inversión en dispositivos de compensación reactiva**

F.O.: Minimizar [24]:

$$f = \sum_{i=1}^N k|B_i| \quad (12)$$

$$k = \begin{cases} \alpha & \text{si } 0 \leq B_i < B_m \\ \beta & \text{si } -B_m < B_i < 0 \end{cases}$$

Sujeto a: $F_1 \leq F_{1m}$

Donde,

f : inversión necesaria

F_{1m} : monto máximo disponible para inversión

B_i : compensación en barra i , en MVAR

B_m : monto máximo de compensación en MVAR permitido en una barra del sistema, en valor absoluto

α : costo por MVAR de un banco de capacitores

β : costo por MVAR de un banco de reactores

- **Perfil de tensión óptimo:**

Busca mejorar el perfil de voltaje encontrando la posición óptima del tap del transformador y/o conmutar los compensadores de potencia reactiva [25].

F.O.: Minimizar:

$$f = \beta_\tau \Delta P + C_A \Delta u \quad (13)$$

Donde,

ΔP : pérdida de potencia activa en el actual intervalo de tiempo

β : precio de la electricidad (\$/kWh)

τ : intervalo de tiempo, generalmente 1 hora

C_A : vector de costos unitarios de ajuste de las variables de control discretas

Δu : vector de desviaciones de variables de control discretas, tiempos de operación

C_A y Δu se definen:

$$C_A = [C_{T1}, C_{T2}, \dots, C_{T N_T}, C_{S1}, C_{S2}, \dots, C_{S N_Q}] \quad (14)$$

$$\Delta u = [\Delta u_T^T, \Delta u_B^T]^T \quad (15)$$

$$\Delta u_T = [T_C - T_O] \quad (16)$$

$$\Delta u_B = [B_C - B_O] \quad (17)$$

Donde,

C_{Ti} : costo de ajuste unitario del tap de OLTC i , $i = 1, 2, \dots, N_T$

C_{Sk} : costo de ajuste unitario de cambiar el compensador k , $k = 1, 2, \dots, N_Q$

Δu_T : vector de los tiempos de funcionamiento de los taps del transformador

Δu_B : vector de los tiempos de operación de los bancos compensadores

T_C : vector de las posiciones de tap actuales antes de la optimización

T_O : vector de las posiciones de tap óptimas

B_C : vector de los números actuales de bancos de compensadores conectados antes de la optimización

B_O : vector del número óptimo de bancos de compensadores conectados

2.7.4 RESTRICCIONES

Dentro del OPF las restricciones del problema de optimización pueden ser categorizadas como:

- Restricciones de igualdad: Típicamente son las ecuaciones de balance de carga, estas ecuaciones consideran el punto de equilibrio entre la potencia activa y reactiva que se debe cumplir en cada uno de los nodos. Representan a la Ley de nodos de Kirchhoff. Las ecuaciones a ser consideradas se pueden representar de distinta forma, según sea el caso de: 1) Flujo de potencia AC o DC, 2) Se expresen

en coordenadas polares o rectangulares., 3) Se expresen en términos de corrientes o potencias.

- Restricciones de desigualdad: Dentro de estas restricciones se consideran los límites técnicos asignados a los dispositivos y a las variables operativas del SEP.

Tabla 4 Restricciones de igualdad y desigualdad presentes en el problema OPF

Restricciones	Referencias
Restricciones de igualdad	
Flujo de potencia AC	[8], [28], [22], [32]
Flujo de alimentación de CA desacoplado	[20]
Flujo de potencia DC	[29]
Restricciones de desigualdad	
Límites de generación de potencia activa/reactiva	[22], [8], [19], [18], [32]
Límites de cargabilidad	[22]
Límites de voltaje de barra	[8], [28], [18], [32]
Límites de flujo de potencia en líneas	[16], [18], [26]
Estabilidad transitoria	[16]
Tiempos mínimos de encendido y apagado	[26]
Límites de la posición de taps	[26], [23], [18], [32]
Límite del cambiador de fase de un transformador	[26]
Límite de compensadores VAR	[32]

Restricciones de igualdad

- **Flujo de potencia de corriente alterna**

Dentro de la literatura se encuentran distintas formulaciones matemáticas de las ecuaciones de flujo de potencia. La formulación más completa es el flujo de potencia de corriente alterna (AC). Las formulaciones de OPF que incorporan las ecuaciones de flujo de potencia de AC son no lineales y no convexas [33].

Flujo de Potencia AC – Forma Polar:

$$P_i = \sum_{k=1}^N |V_i| |V_k| |Y_{ik}| \cos(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik}) \quad (18)$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^N |V_i| |V_k| |Y_{ik}| \sin(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik}) \quad (19)$$

Flujo de Potencia AC – Forma Rectangular:

$$P_i = \sum_{k=1}^N G_{ik} (E_i E_k + F_i F_k) + B_{ik} (F_i E_k - E_i F_k) \quad (20)$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^N G_{ik} (F_i E_k - E_i F_k) - B_{ik} (E_i E_k + F_i F_k) \quad (21)$$

La magnitud y ángulo del voltaje de barra son las variables de estado que se asocian con la forma polar de las ecuaciones. Mientras que en la forma rectangular, los voltajes son representados por su parte real e imaginaria, con la ventaja de eliminar funciones trigonométricas del grupo de restricciones, y además, cuenta con segundas derivadas parciales constantes [33].

- **Flujo de potencia de corriente continua**

El flujo de potencia de corriente continua (DC) utiliza el principio de desacoplamiento y consigue formar un conjunto de restricciones lineales. Las ecuaciones de flujo de potencia DC se consiguen empleando dos supuestos [33]:

- Los elementos de la matriz de admitancia Y son puramente imaginarios
- La diferencia entre los ángulos de voltaje de barras adyacentes es pequeña

Las ecuaciones de red resultantes en términos de magnitud de voltaje y ángulo:

$$P_i = \sum_{k=1}^N |V_i| |V_k| (B_{ik}) (\delta_i - \delta_k) \quad (22)$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^N |V_i| |V_k| (-B_{ik}) \quad (23)$$

Generalmente, solo se toma en considera el flujo de potencia activa y las magnitudes de voltaje de barra se aproximan a 1.0 p.u. Se obtiene como resultado la ecuación de flujo de potencia de DC linealizada:

$$P_i = \sum_{k=1}^N (B_{ik}) (\delta_i - \delta_k) \quad (24)$$

La ventaja que proporciona el uso de las ecuaciones DC es el desarrollo de restricciones completamente lineales, simplificando la formulación matemática, mejorando la convergencia y disminuyendo el tiempo de ejecución del algoritmo. Sin embargo, las suposiciones utilizadas no permiten analizar las pérdidas de red, ni el costo de la potencia

reactiva; lo que puede generar errores en sistemas eléctricos grandes. A pesar de ello, es muy usada en herramientas comerciales.

Restricciones de desigualdad

- **Límites de generación de potencia activa/reactiva**

Los límites superior e inferior en potencia activa corresponden a las capacidades de las máquinas motrices y el diseño de la unidad generadora [22].

$$Pg_i^{min} \leq Pg_i \leq Pg_i^{max} \quad (25)$$

Los límites superior e inferior de potencia reactiva se obtienen en función de la curva de capacidad del generador [22].

$$Qg_i^{min} \leq Qg_i \leq Qg_i^{max} \quad (26)$$

$$Qgc_i^{min} \leq Qgc_i \leq Qgc_i^{max} \quad (27)$$

Donde,

Pg_i : Potencia activa de generación en la barra i

Qg_i : Potencia reactiva de generación en la barra i

Y el subíndice c muestra correspondencia con restricciones de seguridad

- **Límites de cargabilidad**

Estas restricciones son usadas para emular condiciones de alta cargabilidad. Se considera que la potencia de inyección esta multiplicada por un factor $(1 + \lambda + k_G)$. Donde, λ (margen de cargabilidad) es la distancia desde el punto actual de operación al límite de voltaje estable y la variable k_G contribuye a separar las perdidas entre los flujos de potencia del balance nodal y los de las siguientes ecuaciones [22]:

$$(1 + \lambda + k_G)Pg_i - (1 + \lambda)Pd_i - Vc_i^2 G_{ii} - \sum_{k=1; k \neq i}^{N_b} Vc_i Vc_k [G_{ik} \cos(\phi c_i - \phi c_k) + B_{ik} \sen(\phi c_i - \phi c_k)] = 0 \quad (28)$$

$$Qgc_i - (1 + \lambda)Qd_i - Vc_i^2 B_{ii} - \sum_{k=1; k \neq i}^{N_b} Vc_i Vc_k [G_{ik} \sen(\phi c_i - \phi c_k) - B_{ik} \cos(\phi c_i - \phi c_k)] = 0 \quad (29)$$

con: $i = 1, \dots, N_b$

Donde,

Pg_i : Potencia activa de generación en la barra i

Pd_i : Potencia activa de carga en la barra i

Qg_i : Potencia reactiva de generación en la barra i

Qd_i : Potencia reactiva de carga en la barra i

Qgc_i : Potencia reactiva de generación en la barra i , condiciones de límite de cargabilidad

Vc_i : Módulo de la tensión en la barra i , condiciones de límite de cargabilidad

ϕc_i : Ángulo de fase del voltaje de la barra i , condiciones de límite de cargabilidad

El subíndice c muestra correspondencia con restricciones de seguridad

- **Límites de voltaje de barra**

La magnitud de los voltajes de barra deben satisfacer límites por restricciones operativas [22].

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

$$Vc_i^{min} \leq Vc_i \leq Vc_i^{max} \quad (31)$$

$$F(V, \phi)_{jk}^{min} \leq F_{jk}(V, \phi) \leq F(V, \phi)_{jk}^{max} \quad (32)$$

$$Fc(Vc, \phi c)_{jk}^{min} \leq Fc_{jk}(Vc, \phi c) \leq Fc(Vc, \phi c)_{jk}^{max} \quad (33)$$

Donde,

V_i : Módulo de la tensión en en la barra i

F y Fc : Límites de flujo por los elementos de transmisión (I, P o Q)

El subíndice c muestra correspondencia con restricciones de seguridad

- **Límites de flujo de potencia en líneas**

Las líneas no deben sobrecargarse sobre lo indicado por el fabricante, estos límites se deben a restricciones térmicas o consideraciones de seguridad [26].

$$|FLOW_{i,k}| \leq FLOW_{i,k}^{max} \quad (34)$$

Donde,

$FLOW_{i,k}^{max}$: flujo de potencia activa máximo permitido en la línea i, k

- **Estabilidad transitoria**

El OPF con restricciones de estabilidad transitoria se puede definir como un problema no lineal de optimización, con las restricciones de las ecuaciones algebraicas y diferenciales [16].

- **Tiempos mínimos de encendido y apagado**

Límites de tiempo para cuando el generador cambia de estado [26].

$$Time_i^{on} \geq Time_{min,i}^{on} \quad (35)$$

$$Time_i^{off} \geq Time_{min,i}^{on}$$

Donde,

$Time_i^{on}$: tiempo que la unidad i ha permanecido encendida

$Time_i^{off}$: tiempo que la unidad i ha permanecido apagada

$Time_{min,i}^{on}$: tiempo mínimo que la unidad i debe estar encendida antes de ser apagada

$Time_{min,i}^{off}$: tiempo mínimo que la unidad i debe estar apagada antes de ser encendida

- **Límites de la posición de taps**

Control de la magnitud de voltaje, y como resultado también se controla el flujo de potencia reactiva [26].

$$tap_i^{min} \leq tap_i \leq tap_i^{max} \quad (36)$$

Donde,

tap_i : posición actual del tap del transformador i

tap_i^{min} : posición mínima permitida para el transformador i

tap_i^{max} : posición máxima permitida para el transformador i

- **Límites del cambiador de fase de un transformador**

Cambio de posición del ángulo de un transformador [26].

$$\varphi_i^{min} \leq \varphi_i \leq \varphi_i^{max} \quad (37)$$

Donde,

φ_i : posición actual del cambiador de fase del transformador i

φ_i^{min} : posición mínima permitida para el transformador i

φ_i^{max} : posición máxima permitida para el transformador i

- **Límite de compensadores VAR**

Ajustes de la compensación VAR shunt [32].

$$Q_{ci}^{min} \leq Q_{ci} \leq Q_{ci}^{max} \quad (38)$$

Donde,

Q_{ci} : ajuste actual de la compensación shunt i

Q_{ci}^{min} : ajuste mínimo permitido

Q_{ci}^{max} : ajuste máximo permitido

2.7.5 MÉTODOS DE SOLUCIÓN DE OPF

La elección del método de solución de OPF difiere según la selección de variables, restricciones y objetivos. En términos generales, los métodos para resolver el problema del OPF pueden ser clasificados como:

- Métodos basados en programación lineal (LP)
- Métodos basados en programación no lineal

2.7.5.1 Programación lineal

Originalmente el problema de OPF es no lineal y no convexo, pero se han desarrollado formulaciones de programación lineal (LP) que resultan ventajosas para resolver el problema; entre sus características más relevantes están: velocidad, confiabilidad y sobre todo, mejores propiedades de convergencia. Otras notables propiedades de los métodos LP son: reconoce rápidamente si un problema es inviable, eficiente manejo de las restricciones de desigualdad, y al ser una formulación convexa, da garantía en la obtención de soluciones óptimas globales [34], [35], [21].

2.7.5.2 Programación no lineal

La primera formulación de OPF que fue desarrollada por Carpentier [33], utiliza un modelo de programación no lineal. Las variables suelen dividirse en variables de decisión y variables de estado y se relacionan con las ecuaciones de flujo de potencia (1), (2) , y las variables discretas se pueden aproximar como continuas para simplificar el algoritmo.

2.7.5.3 Métodos deterministas

- **Gradiente**

Los métodos de gradiente emplean un vector de primer grado derivado de la función objetivo, con el fin de encontrar las trayectorias de optimización a través de pasos en forma iterativa. Adicionalmente, se asegura que únicamente se determinan puntos de operación estables al no utilizar la derivada de segundo orden de la función objetivo [6], [33].

Por otro lado, existen varios métodos de gradiente que se utilizan para resolver problemas prácticos de OPF. Estos pueden ser clasificados de manera general en tres principales líneas de investigación: el método de gradiente conjugado, el método de gradiente reducido y el método de gradiente reducido generalizado [33].

- **Newton**

El método de Newton se trata de un método de segundo orden para resolver problemas de optimización que no contemplan restricciones. Este se fundamenta en la aplicación de una expansión mediante series de Taylor de segundo grado en la solución actual. Además, utiliza una combinación de técnicas avanzadas de matrices dispersas que obedezcan las condiciones de optimización [6], [26].

Por otra parte, este método posee convergencia cuadrática en base a ciertas suposiciones acerca de la vecindad de solución. No obstante, esto no asegura que el método converja a un mínimo, salvo que la matriz hessiana sea semidefinida positiva alrededor del punto mínimo [33].

Normalmente, este método precisa el uso de una función de tipo lagrangiana cuando se aplica una optimización restringida, donde se emplean términos de penalización para las restricciones. Por otro lado, los factores de penalización adecuados para restricciones de igualdad pueden estimarse que forma directa durante el proceso de solución [33].

- **Programación Cuadrática Secuencial**

El algoritmo de Programación Cuadrática Secuencial (SQP) se trata de la solución a un problema de programación no lineal (NLP). Mediante la resolución de una secuencia de problemas de programación cuadrática (QP) se converge a una solución óptima del problema inicial. Este algoritmo produce un programa cuadrático que acerca el comportamiento del problema NLP hacia un punto de operación específico en cada iteración. Este proceso se repite hasta que el problema converge a la solución óptima [6], [33].

Matemáticamente, este método emplea la aproximación de una matriz Hessiana de la función de Lagrange debido a que se forma a partir de iteraciones. Sin embargo, para construir dicha matriz se requiere de una gran cantidad de memoria debido al extenso número de variables que se emplean. Por tal razón, este método suele utilizarse, en menor medida, en comparación con otros métodos que se utilizan a mayor escala [26].

Por otro lado, la mayoría de las implementaciones de SQP para estudios de flujo óptimos de potencia, utilizan un flujo de potencia convencional y métodos de optimización deterministas con el fin de linealizar las restricciones de cada iteración. Esto último permite incrementar la eficiencia de los cálculos computacionales [33].

- **Simplex**

Este método utiliza la característica de convexidad que poseen los programas lineales para la función objeto como para el grupo de restricciones. Normalmente, el método simplex proporciona un buen funcionamiento para los problemas de LP debido a que examina de manera sistemática la región factible hasta encontrar la solución que no permita una mejora de la función objetivo. Por tales razones, se considera a este método como el más antiguo y uno de los más robustos en cuanto a la optimización de flujos de potencia [6], [33].

Para aplicar este método es necesario emplear una linealización hasta hallar una única solución óptima de la región local. Por ende, se puede aplicar de forma directa en la formulación de OPF y en modelos lineales de sistemas de potencia con una característica incremental. Estos últimos tienen mayor aceptación para OPF en línea, debido a que optimizan la operación mediante cambios limitados en el punto base [33].

- **Punto interior**

El método del punto interior se logra formular gracias a tres desarrollos matemáticos; el Método de Barrera Logarítmica de Fiacco and McCormik para conseguir un modelo inicial con restricciones de desigualdad, el Método Lagrangiano para transformar a un modelo con

restricciones de igualdad y el Método de Newton para resolver el sistema de ecuaciones no lineales [26], [36].

2.7.5.4 Métodos no deterministas

- **Algoritmos genéticos**

Los algoritmos genéticos son métodos heurísticos que se basan en la operación sobre una cierta cantidad de soluciones del problema. Estos algoritmos utilizan únicamente información de la función objetivo, así como reglas de transición basadas en estadística y probabilidad, sin tomar en cuenta técnicas determinísticas [26].

Normalmente, el grupo de soluciones se divide alrededor de todo el espacio de búsqueda, por lo que las nuevas soluciones se generan a través de procedimientos aleatorios. Por tal razón, la convergencia hacia un punto global puede ser determinada siempre y cuando la solución más adecuada se encuentre en dentro de dicho grupo [37].

Por último, este tipo de algoritmos permiten conseguir una solución viable para satisfacer las restricciones del problema. Además, se obtiene una precisión adecuada sin la necesidad de realizar cálculos con ecuaciones diferenciales ni utilizar una matriz jacobiana. Entonces, se brinda la posibilidad de establecer cualquier tipo de función objetivo sin importar las condiciones de concavidad, continuidad, entre otras, aunque el tiempo de solución y el número de iteraciones sea elevado [26].

- **Optimización por enjambre de partículas**

La optimización por enjambre de partículas combina los cálculos evolucionarios junto con principios de psicología con el fin de mejorar las destrezas de exploración global y local. Para utilizar esta técnica se necesita de una población de partículas, cada una de ellas se asocia a una solución del problema, que cambian de posición hasta encontrar la solución óptima. Por lo tanto, este método puede llegar a ser bastante robusto y efectivo para solucionar problemas de OPF a pequeña y mediana escala [26].

Por otra parte, este método posee tasas de estabilidad y convergencia bastante aceptables para la resolución de problemas de optimización complejos. No obstante, en caso de no elegir adecuadamente los parámetros de ajuste se tiende a obtener una convergencia prematura cuando se trabaja con problemas que tienen demasiados óptimos locales [37].

- **Recocido simulado**

El método de recocido simulado es una técnica metaheurística que tiene como objetivo determinar una aproximación aceptable a la solución óptima del problema. Esta técnica

utiliza una búsqueda local permitiendo un movimiento siempre y cuando se produzca una mejora en la energía del sistema. En otras palabras, el algoritmo posee la capacidad de conseguir un mínimo local a pesar de aceptar soluciones parciales en el transcurso de las etapas iniciales del método [26].

Este algoritmo garantiza una convergencia asintótica hacia un punto óptimo, por lo que suele ser utilizado en sistemas de energía a gran escala considerado las ecuaciones de equilibrio de potencia reactiva y real. Adicionalmente, este método puede ser implementado de forma sencilla por lo que también se emplea en una gran cantidad de problemas de optimización para obtener una solución óptima de manera global [37].

Es importante señalar que se requiere establecer una función de energía para encontrar la solución al problema de optimización. Sin embargo, cabe mencionar que este algoritmo exige una elevada carga computacional debido a que necesita de una excesiva cantidad de iteraciones para conseguir una solución óptima [26].

2.7.5.5 Resumen de métodos de para solución de OPF

Tabla 5 Métodos de solución de OPF

Métodos	Referencias
Métodos deterministas	
Gradiente	[6], [8], [15], [38], [39]
Newton	[6], [8]
Cuadrática	[6], [40]
Simplex	[6], [41], [42]
Punto Interior	[6], [26], [43], [36]
Métodos no deterministas	
Algoritmos genéticos	[44], [45], [32], [17]
Enjambre de partículas	[46], [17]
Recocido simulado	[44], [26]

3 HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES PARA SOLUCIÓN DEL OPF

Con el aumento de generación renovable, generación distribuida, introducción de dispositivos FACTS u otros controles, los modelos resultantes pueden contener más variables y más restricciones, y la complejidad del problema de OPF aumenta al incorporar estos modelos.

En este contexto existen varias herramientas computacionales que permiten resolver el problema de OPF a partir de métodos y formulaciones detalladas. Existen herramientas tanto comerciales como de código libre, algunas de ellas serán descritas en este capítulo.

Características deseables para los programas de solución del OPF:[33]

- Alta velocidad computacional, principalmente si se trata de un sistema de potencia grande, con modelos complejos o extensos y para aplicaciones en tiempo real.
- Fiabilidad de la solución, para que el algoritmo sea usado en el mercado eléctrico debe comprobarse su funcionamiento en problemas mal condicionados, aplicaciones en tiempo real y estudios de planificación y operación del SEP.
- Robustez de la solución, ante pequeñas variaciones en los parámetros, el algoritmo debe asegurar un comportamiento razonable sin afectar su viabilidad o provocar un enorme cambio en el punto óptimo de solución.
- Flexibilidad, el programa debe ser capaz de adaptarse a nuevos requerimientos, y adecuarse a procesos de control más complejos.
- Incorporación de restricciones de seguridad, los mercados competitivos en el sector eléctrico complican la tarea de las empresas públicas de evaluar la seguridad del SEP, por lo que incluir restricciones de seguridad en el OPF brinda una gran ventaja.
- Modelado discreto, los algoritmos deben modelar los controles discretos que existen dentro del SEP como bancos de capacitores conmutados o taps de transformadores.
- Incorporación de múltiples objetivos, aunque el objetivo principal es minimizar el costo de generación, la capacidad de optimizar simultáneamente otros objetivos como pérdidas de la red o impacto ambiental también es un gran atributo del software.

- Incorporación de múltiples periodos de tiempo, esta característica permite añadir al modelo costos de arranque y parada de los generadores, rampas de potencia para generadores térmicos, pronóstico de potencia para generadores renovables o cargas cambiantes.
- Bajos requisitos de almacenamiento, a pesar de que actualmente el almacenamiento de datos es más accesible y barato, sigue siendo una característica deseable no ocupar mucho espacio de memoria al resolver OPF especialmente en sistemas muy grandes.
- Sencillez, el programa debe ser amigable con el usuario, con algoritmos comprensibles.
- Capacidad de mejoras, es decir el programa acepta nuevos cambios en el entorno, y satisface nuevos requerimientos.

3.1 HERRAMIENTAS COMERCIALES

3.1.1 DIGSILENT POWER FACTORY

3.1.1.1 Introducción

DIGSILENT de PowerFactory es un programa de análisis de sistemas de potencia, utilizado en estudios de sistemas de generación, transmisión, distribución e industriales. Se ha posicionado muy bien entre la competencia por su facilidad de uso, modelación confiable y flexible de equipos de potencia, además de algoritmos y base de datos que se van actualizando continuamente. Los cálculos que realiza y los modelos matemáticos que usa se fundamentan en las normas ANSI, VDE e IEC [47].



Figura 3.1.1-1 Logotipo de PowerFactory 2022 [47]

Dentro del paquete básico se encuentra herramientas para aplicaciones como: análisis de flujo de carga, análisis de cortocircuito, factores de distribución, modelos de equipos de potencia, representación de red, diagramas de red, presentación de resultados e informes, entre los más importantes. Adicionalmente, el paquete puede ser ampliado y adicionar aplicaciones como: análisis de contingencia, funciones de protección, análisis de arco

eléctrico, calidad de energía y análisis de armónicos, herramientas de análisis económico, análisis de confiabilidad, flujo de energía óptimo (OPF), compromiso de unidades y optimización de despacho, entre otros [47].

Lenguajes de programación:

- Con DlgSILENT PowerFactory es posible para el usuario automatizar tareas con el lenguaje de programación DPL. La sintaxis de DPL es similar al lenguaje C++, de esta forma se puede definir variables, ingresar datos o expresiones matemáticas, opciones de ingreso o salida de datos, etc. A través de comandos se le permite al usuario incursionar en áreas como análisis de estabilidad, estudios de armónicos, planificación, entre otros [48][49].
- La automatización también es posible usando Python, el cual tiene total acceso al modelo de datos de PowerFactory [49].
- Otro lenguaje de programación que ofrece DlgSILENT Power Factory es DSL, es utilizado para crear controles dinámicos y se puede gestionar e interactuar los sistemas modelados del SEP. Las funcionalidades que ofrece este lenguaje presentan una ventaja en la simulación de sistemas de control, ya que permiten al usuario el acceso a variables de los elementos como transformadores, líneas, generadores, etc., además interacción entre modelos, recálculo de matrices del sistema y monitoreo de la información de fallas. Esta herramienta es un gran complemento en análisis transitorios[49].

3.1.1.2 Flujo Óptimo de Potencia (OPF)

Al agregar inteligencia a la función de flujo de carga se obtiene la aplicación de OPF. Inicialmente el flujo de potencia estándar hace el cálculo de flujos de derivación y voltajes de barra dependiendo de los denominados “puntos de ajuste”, después el OPF encuentra los valores óptimos que respeten las restricciones y cumplan con el objetivo.

A continuación, se muestra un resumen de lo que ofrece el programa PowerFactory en relación a la solución de Flujos Óptimos de Potencia [49][50].

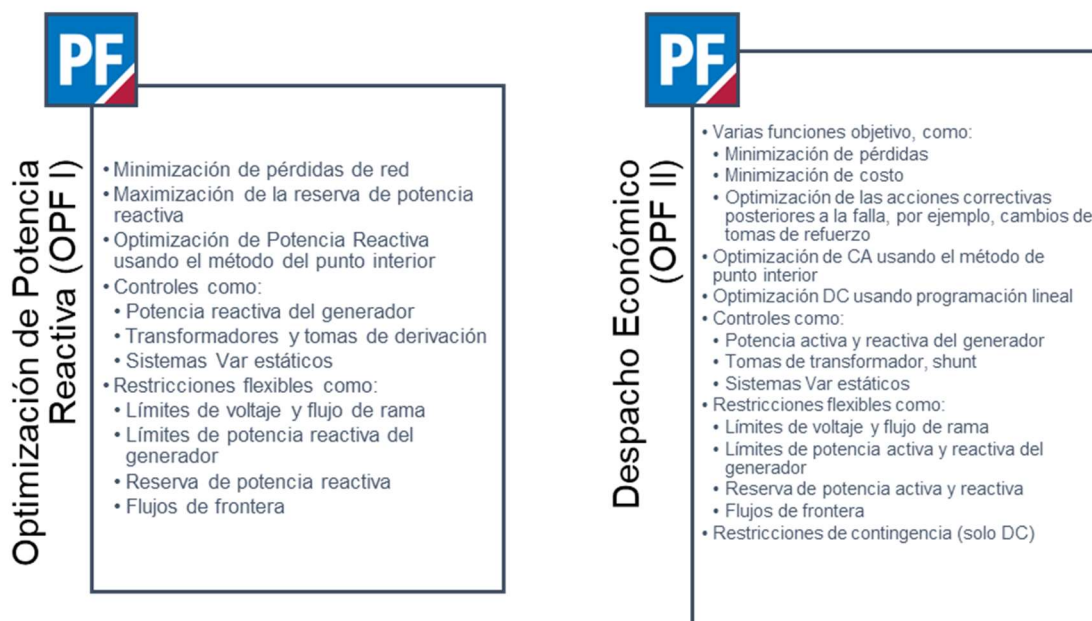


Figura 3.1.1-2 Características de la herramienta OPF de DlgSILENT [50]

3.1.2 ETAP

3.1.2.1 Introducción

ETAP ofrece una gran variedad de módulos especializados en el análisis de Sistemas de Potencia, destaca por sus herramientas amigables con el usuario que permiten crear, administrar y configurar modelos eléctricos fácilmente. Este software tiene constantes actualizaciones que surgen de los requerimientos del sector eléctrico; donde se incorporan mejoras en la capacidad de dimensionamiento de redes, gestión de redes en tiempo real, cumplimiento de normas, interfaz más intuitivo, mayor capacidad de respuesta, etc.

Es destacable también las bibliotecas y bases de datos actualizadas en cada versión, con información respaldada y verificada con el objetivo de garantizar precisión técnica en las respuestas [51].



Figura 3.1.2-1 Logotipo de ETAP 2022 [51]

3.1.2.2 Flujo Óptimo de Potencia (OPF)

ETAP brinda un módulo para resolver flujos de carga donde se optimiza el funcionamiento del sistema respetando las restricciones mientras se ajustan las variables de control. Este

programa pretende cubrir todos los criterios de optimización que puedan presentarse en un sistema real ofreciendo una amplia gama de función objetivo. Además, el usuario puede seleccionar las restricciones en voltaje de barra, flujo de alimentadores y límites ajustables.

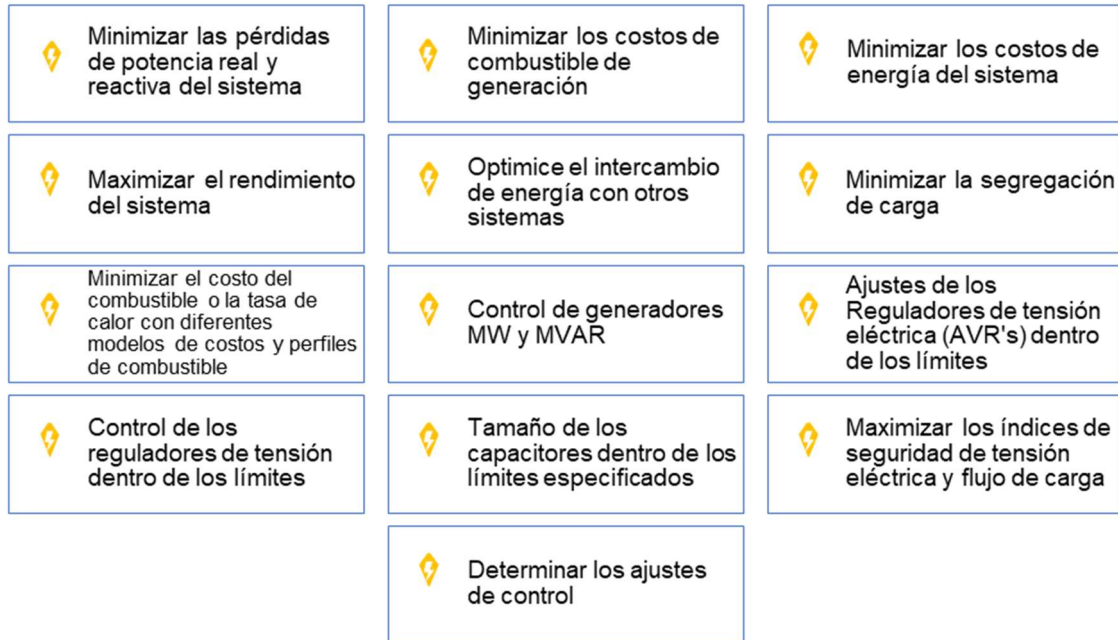


Figura 3.1.2-2 Características del módulo OPF de ETAP [51]

3.1.3 POWERWORLD SIMULATOR (PWS)

3.1.3.1 Introducción

El paquete de simulación PowerWorld Simulator ofrece un interfaz interactivo, intuitivo y de fácil comprensión dedicado a estudios de análisis de sistemas de potencia. PWS tiene la capacidad de resolver eficientemente flujos de potencia en sistemas de hasta 250.000 barras.



Figura 3.1.3-1 Logotipo de PowerWorld Corporation 2022 [52]

PWS cuenta con módulos especializados en solución de flujos de carga, análisis de despacho económico, cálculo de fallas, análisis de sensibilidad, flujos óptimos de potencia (OPF), análisis económico de transacciones de potencia, estudios de estabilidad transitoria, análisis de contingencia y cortocircuitos, entre otros [52].

3.1.3.2 Flujo Óptimo de Potencia (OPF)

PowerWorld ofrece un complemento opcional para el análisis de flujos óptimos de potencia (OPF), con el que se puede despachar de forma óptima la generación dentro de un sistema, y calcular el precio marginal para el despacho mientras cumpliendo con las restricciones y contemplando la congestión del sistema [53].

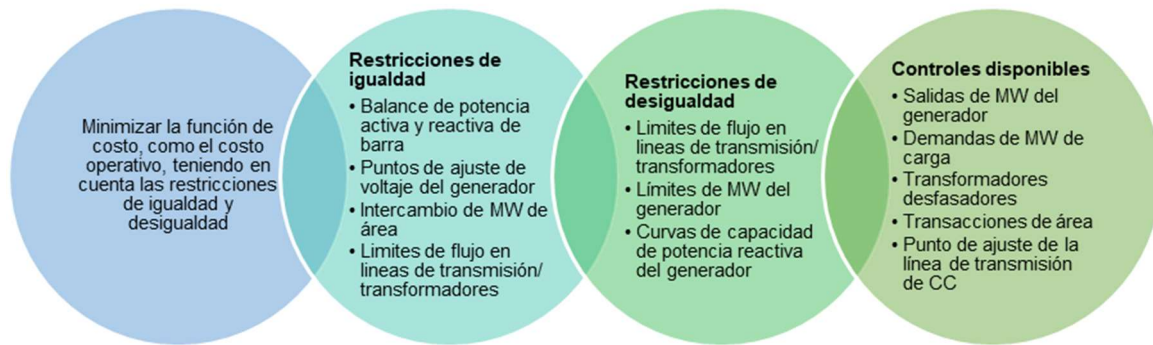


Figura 3.1.3-2 Características del módulo OPF de PowerWorld [53]

3.1.4 POWER SYSTEM SIMULATOR FOR ENGINEERING (PSS/E)

3.1.4.1 Introducción

Power System Simulator for Engineering es un conjunto de programas de alto rendimiento que ofrece la empresa Siemens para el análisis y planificación sistemas eléctricos de potencia en estado estable y dinámico. Este software promete a los ingenieros de planificación y operaciones, consultores o investigadores la obtención de acertados resultados en estudios de flujos de potencia, análisis de contingencia, flujos óptimos de potencia, análisis de fallas, estabilidad de voltaje, armónicos y muchas otras aplicaciones [54].



Figura 3.1.4-1 Logotipo de PSS/E V35.0 [54]

En su paquete básico PSS/E permite el manejo para modelos de red de hasta 200.000 barras, y las características adicionales que ofrece el programa varían en cada versión a contratar.

3.1.4.2 Flujo Óptimo de Potencia (OPF)

La herramienta de análisis OPF integra inteligencia a la solución de flujo convencional aumentando el rendimiento y eficiencia de los sistemas de potencia.

Lo resaltable del OPF de PSS/E es su cómoda interfaz moderna y gráfica que está diseñada para definir y montar inclusive los más complejos problemas de optimización. Con este programa es posible acceder de forma directa a cada una de las funciones usando menús desplegables. Además, cuenta con hojas de cálculo que permiten al usuario introducir, modificar y analizar las variables de control y restricciones [55].

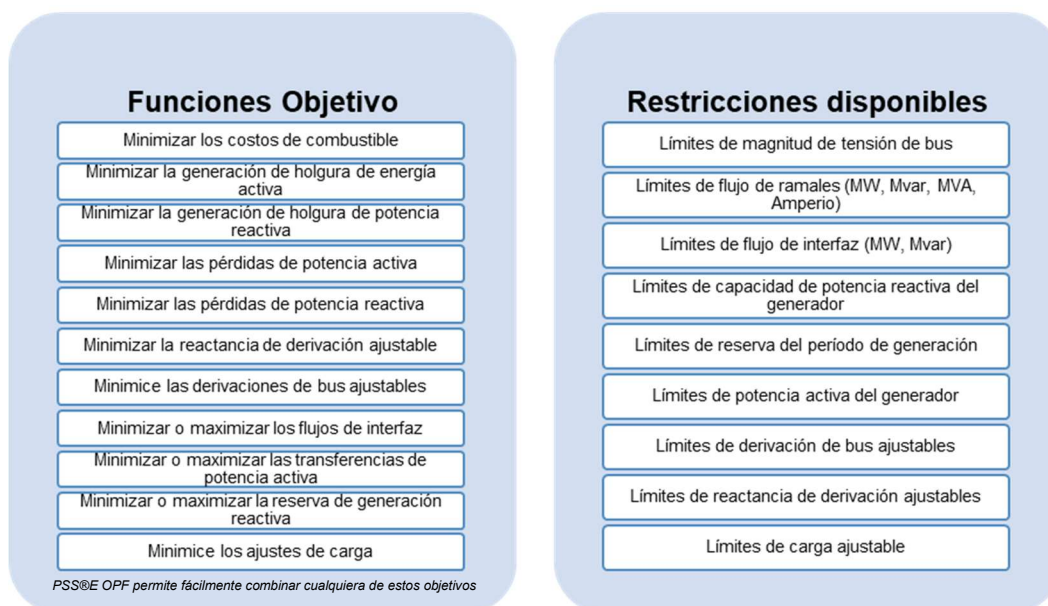


Figura 3.1.4-2 Características del módulo PSS/E OPF [55]

3.2 HERRAMIENTAS DE CÓDIGO ABIERTO

3.2.1 PANDAPOWER

3.2.1.1 Pypower

Pypower es una interfaz de Matpower al lenguaje Python usado para solucionar flujos de potencia y flujos óptimos de potencia.

Características actuales [56]:

- Flujo de potencia AC y DC con los métodos de Newton-Raphson y Desacoplado rápido
- Flujo óptimo de potencia (OPF) AC y DC. El solucionador interno utiliza el método del punto interior de manera predeterminada

3.2.1.2 Breve descripción de Pandapower

Pandapower es una extensión de Pypower basada en Python para solucionar flujos de potencia y lo combina con el uso de pandas para el análisis de datos, siendo así una excelente herramienta para optimizar sistemas de energía [57], [58].



Figura 3.2.1-1 Logotipo de la herramienta Pandapower [57]

Principales características [58]:

- Herramienta de código abierto
- Estructura de datos tabulados, una red se forma con tablas; una tabla de parámetros para cada elemento eléctrico.
- Ofrece 13 elementos eléctricos, entre ellos: barra, línea de transmisión, switch, carga, motor, carga asimétrica, generador estático, transformador, transformador de tres devanados, generador, etc.
- Ejecuta Flujos de Potencia AC (equilibrado/desequilibrado) y DC
- Ejecuta Flujos Óptimos de Potencia AC y DC con PYPOWER y PandaModels.jl
- Ofrece más de 250 redes eléctricas de prueba totalmente respaldadas para la evaluación de algoritmos. Se pueden encontrar: redes de ejemplo, redes de prueba Pandapower simples, redes CIGRE, MV Oberrhein, casos de prueba del sistema de potencia, redes Kerber y redes Dickert

Para más información sobre el uso de esta herramienta es preciso entrar a la página oficial de Pandapower: <https://pandapower.readthedocs.io/en/v2.10.0/>, aquí se encuentra documentación detallada acerca de:

- Estructura de datos y elementos: creación de la función, parámetros de entrada, modelo eléctrico y parámetros de resultado
- Bibliotecas estándar

- Flujos de potencia: ejecutar el flujo de energía, problemas conocidos y advertencias, función de diagnóstico
- Flujos óptimos de potencia: problema de optimización, funciones de costo, optimización con PYPOWER, optimización con PandaModels.jl
- Trazado de redes: usando los paquetes Matplotlib y Plotly
- Redes sintéticas y de referencia, para evaluar los algoritmos
- Guardar y cargar redes, entre otras

En el ANEXO A, se describen los parámetros de entrada de cada elemento para su modelación.

3.2.1.3 Flujo Óptimo de Potencia (OPF) usando Pandapower

Antes de empezar a resolver un problema de OPF es necesario crear la red que se desea estudiar. Al trabajar con redes grandes y complejas la mejor forma de modelarla es a través de una base de datos. Para ello, se debe conocer la estructura de entrada que requiere cada elemento. Los campos principales para la creación de una red son: *baseMVA*, *bus*, *load*, *line*, *gen*, *sgen*, *trafo2*, *shunt*, *switch*, *cost*.

El OPF de Pandapower puede usar ecuaciones de flujo de potencia AC o DC. Las restricciones de rama representan la máxima de corriente que soportan las líneas y los transformadores de la red. Las restricciones de barra pueden contener los valores máximos y mínimos de magnitud y ángulo del voltaje. Para generadores, cargas, generadores estáticos y líneas se pueden considerar como restricciones operativas los valores máximo y mínimo de potencia activa o reactiva [57].

- **Problema de optimización:**

$$\min \sum_{i \in \text{gen,sgen,load,ext_grid}} f_i(P_i)$$

sujeto a:

ecuaciones de flujo de carga

restricciones de rama

restricciones de barra

restricciones de potencia operativa

- **Función de costo:**

Se organiza en una tabla al igual que los elementos eléctricos. Existen dos opciones de formulación.

- La primera opción es una función lineal por partes con n puntos de datos:

$$f_{pwl}(p) = f_{\alpha} + (p - p_{\alpha}) \frac{f_{\alpha+1} - f_{\alpha}}{p_{\alpha+1} - p_{\alpha}}, (p_{\alpha}, f_{\alpha}) = \begin{cases} (p_0, f_0), & p_0 < p < p_1 \\ \dots \\ (p_{n-1}, f_{n-1}), & p_{n-1} < p < p_n \end{cases}$$

$$f_{pwl}(q) = f_1 + (q - q_1) \frac{f_2 - f_1}{q_2 - q_1}$$

```
pandapower.create_pwl_cost(net, element, et, points, power_type='p', index=None, check=True, **kwargs)
```

- La segunda opción es usando una función de costos de n- polinomios:

$$f_{pol}(p) = c_n p^n + \dots + c_1 p + c_0$$

$$f_{pol}(q) = c_2 q^2 + c_1 q + c_0$$

```
pandapower.create_poly_cost(net, element, et, cp1_eur_per_mw, cp0_eur=0, cq1_eur_per_mvar=0, cq0_eur=0, cp2_eur_per_mw2=0, cq2_eur_per_mvar2=0, index=None, check=True, **kwargs)
```

Tabla 6 Información de entrada y salida para las funciones de costo[57]

INPUT	
element (int)	ID del elemento en la tabla de elementos respectiva
et (string)	Tipo de elemento, "gen", "sgen", "ext_grid", "load"
points - (list)	Lista donde se definen los costos
cp1_eur_per_mw (float)	Costes lineales por MW
cp0_eur=0 (float)	Costes de potencia activa compensados en euros
cq1_eur_per_mvar=0 (float)	Costos lineales por MVAR
cq0_eur=0 (float)	Costes de energía reactiva compensados en euros
cp2_eur_per_mw2=0 (float)	Costes cuadráticos por MW
cq2_eur_per_mvar2=0 (float)	Costos cuadráticos por MVAR
OPCIONAL	
power_type - (string)	Tipo de costo ["p", "q"] permitido para potencia activa o reactiva
index (int, index)	Forzar un ID especificado si está disponible
check (bool, True)	genera UserWarning si ya existen costos para este elemento
OUTPUT	
index (int)	La identificación única de la entrada de costo creada

- **AC OPF**

Se ejecuta utilizando PYPOWER OPF. Las flexibilidades, parámetros y restricciones de costos son definidas en las tablas de elementos.

```
pandapower.runopp(net, verbose=False, calculate_voltage_angles=True, check_connectivity=True, suppress_warnings=True, switch_rx_ratio=2, delta=1e-10, init='flat', numba=True, trafo3w_losses='hv', consider_line_temperature=False, **kwargs)
```

En el siguiente enlace de Github se encuentra un tutorial para comprender el uso del OPF AC: https://github.com/e2n1EE/pandapower/blob/develop/tutorials/opf_basic.ipynb

- **DC OPF**

Se ejecuta utilizando PYPOWER OPF. Las flexibilidades, parámetros y restricciones de costos son definidas en las tablas de elementos.

```
pandapower.rundcopp(net, verbose=False, check_connectivity=True, suppress_warnings=True, switch_rx_ratio=0.5, delta=1e-10, trafo3w_losses='hv', **kwargs)
```

En el siguiente enlace de Github se encuentra un tutorial para comprender el uso del OPF DC: https://github.com/e2n1EE/pandapower/blob/develop/tutorials/opf_dcline.ipynb

Tabla 7 Información de entrada para OPF AC y OPF DC[57]

INPUT	
net	Red de formato Pandapower
OPCIONAL	
verbose (bool, False)	Sí es verdadero, se imprime información básica
suppress_warnings (bool, True)	Si se establece en True, las advertencias se deshabilitan durante el flujo de carga
init (str, "flat")	Este indicador determina el vector de solución inicial (x0) para los cálculos de OPF
delta (float, 1e-10)	Tolerancia de potencia
trafo3w_losses (str, "hv")	Define dónde se consideran las pérdidas de bucle abierto de los transformadores de tres devanados.
consider_line_temperature (bool, False)	Ajuste de la impedancia de línea en función de la temperatura de línea proporcionada
kwargs	Argumentos de palabras clave de Pypower / Matpower

- **Resultados**

Una vez el algoritmo converge, los resultados pueden imprimirse usando el código `net.res_elemento_a_analizar`; por ejemplo: `net.res_ext_grid`, `net.res_gen`, `net.res_cost`, etc. O bien, los resultados pueden ser exportados a archivos pickle, Excel, SQL, json.

Tabla 8 Tipos de archivos para cargar y guardar redes en Pandapower[57]

	Ventaja	Desventaja	Ejemplo: guardar case9241 pegase
pickle	Permite el almacenamiento de objetos.	Gran tamaño de archivo Los objetos almacenados pueden volverse incompatible al cargar con diferentes versiones	- Tiempo de ahorro: 1,2 s - Tiempo de carga: 0,65 s - Tamaño del archivo: 18,4 MB
Excel	Legible por humanos	Mucho tiempo para guardar y cargar Necesita bibliotecas que no forman parte de distribución estándar de Python	- Tiempo de ahorro: 23,9 s - Tiempo de carga: 10,9s - Tamaño del archivo: 4,9 MB
SQL			- Tiempo de ahorro: 1,32 s - Tiempo de carga: 0.6s - Tamaño del archivo: 5,1 MB
json	Se puede interpretar en otros idiomas	Inseguridad potencial con la traducción en notación json	-Tiempo de ahorro: 0,19 s -Tiempo de carga: 0.79s - Tamaño del archivo: 5,3 MB

3.2.2 MATPOWER

3.2.2.1 Breve descripción de Matpower

Matpower es un paquete de archivos gratuitos y de código abierto escrito en lenguaje Matlab, está destinado a la resolución de flujos de potencia y de flujos óptimos de potencia. Esta herramienta de simulación fue diseñada para ofrecer resultados satisfactorios manteniendo un código sencillo de escribir, entender y modificar.



Figura 3.2.2-1 Logotipo del sistema de simulación Matpower

Los datos de entrada de la red que se quiere analizar son especificados en un conjunto de matrices de datos; una matriz o tabla para cada elemento. A esta estructura de Matlab llamada *Matpower Case Struct* se la denota usando la variable *mpc*.

Campos principales de la estructura *mpc*:

- `baseMVA`: potencia base del sistema (100 MVA por defecto)

- bus: matriz de datos de las barras, incluye información de potencia activa y reactiva y límites de tensión
- branch: matriz de datos de ramas, contiene parámetros de líneas, capacidad de transporte, estado, entre otros
- gen: matriz de datos de generadores, la barra al que está conectado, límites de potencia, estado, entre otros

El formato de archivo de datos de Matpower se especifica a detalle en el manual de usuario, apéndice B [59].

Matpower brinda la posibilidad de trabajar con varios casos de estudio cargados por defecto, donde los sistemas eléctricos varían en número de nodos, capacidad y características; estos casos de estudio de encuentran en la página de Github/ Matpower: <https://github.com/MATPOWER/matpower> , donde además se encuentra información muy importante para adentrarse al uso de Matpower.

La última versión de Matpower (7.1) se encuentra disponible para su descarga en el siguiente enlace: <https://matpower.org/>, dentro de esta página también se encuentra información sobre su instalación y documentación para guiar el uso de Matpower.

3.2.2.2 Flujo Óptimo de Potencia (OPF) usando Matpower

Matpower resuelve el problema usando el método de punto interior e incluye código para la solución de OPF-AC y OPF-DC. La formulación matemática es la siguiente:

$$\begin{aligned}
 & \min f(x) \\
 & \text{sujeto a:} \\
 & g(x) = 0 \\
 & h(x) \leq 0 \\
 & x_{min} \leq x \leq x_{max}
 \end{aligned}$$

Donde,

$f(x)$: función objetivo, consiste en el costo de las inyecciones del generador

$g(x)$: restricciones de igualdad, ecuaciones de balance de potencia

$h(x)$: límites de flujo de rama

x_{min} y x_{max} : son límites que incluyen ángulos de barra de referencia, magnitudes de voltaje en el caso AC o inyecciones del generador

- **OPF AC estándar**

Vector de optimización x , para un sistema con n_b barras, n_g generadores, n_l ramas, es definido por:

$$x = \begin{bmatrix} \delta \\ V \\ P \\ Q \end{bmatrix} \quad (39)$$

Donde,

δ y V : ángulo y magnitud de voltaje de barra, respectivamente

P y Q : inyecciones de potencia activa y reactiva del generador

La función objetivo, es la suma de las funciones de costo (f_P^i y f_Q^i) individuales y polinomiales de las inyecciones de potencia activa y reactiva para cada generador [59].

$$\begin{aligned} & \text{minimizar} && \sum_{i=1}^{n_g} f_P^i(p_i) + f_Q^i(q_i) && (40) \\ & \delta, V, P, Q && && \end{aligned}$$

Las restricciones de igualdad son dos conjuntos de ecuaciones de balance. Y las restricciones de desigualdad son los límites del flujo de potencia, una para el origen y otra el destino [59].

$$g_P(\delta, V, P) = 0 \quad (41)$$

$$g_Q(\delta, V, P) = 0 \quad (42)$$

$$h_f(\delta, V) \leq 0 \quad (43)$$

$$h_t(\delta, V) \leq 0 \quad (44)$$

También, se incluyen límites máximo y mínimo de ángulo y magnitud de voltaje, potencia activa y reactiva generada [59].

$$\delta_{ref} \leq \delta_i \leq \delta_{ref}, \quad i = i_{ref} \quad (45)$$

$$v_i^{min} \leq v_i \leq v_i^{max}, \quad i = 1 \dots n_b \quad (46)$$

$$p_i^{min} \leq p_i \leq p_i^{max}, \quad i = 1 \dots n_g \quad (47)$$

$$q_i^{min} \leq q_i \leq q_i^{max}, \quad i = 1 \dots n_g \quad (48)$$

- **OPF DC estándar**

Al usar la modelación AC, el problema anterior se simplifica hasta convertirse en un problema cuadrático. Donde, la magnitud de voltaje y las potencias reactivas se eliminan. Y la potencia activa es modelada en función de los ángulos de voltaje [59].

$$x = \begin{bmatrix} \delta \\ P \end{bmatrix} \quad (49)$$

Y la función objetivo queda reducida de la siguiente manera:

$$\text{minimizar} \quad \sum_{i=1}^{n_g} f_P^i(p_i) \quad (50)$$

δ, P

Sujeto a las siguientes restricciones:

$$g_P(\delta, P) = A \begin{pmatrix} \delta \\ P \end{pmatrix} + b = 0 \quad (51)$$

$$h_f(\delta) = B\delta + c \leq 0 \quad (52)$$

$$h_t(\delta) = -B\delta + d \leq 0 \quad (53)$$

$$\delta_{ref} \leq \delta_i \leq \delta_{ref}, \quad i = i_{ref} \quad (54)$$

$$p_i^{min} \leq p_i \leq p_i^{max}, \quad i = 1 \dots n_g \quad (55)$$

Donde,

A y B son matrices; b , c y d son vectores, todos estos son constantes derivadas de las ecuaciones de la red de DC.

3.2.3 RESUMEN DE HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES

Tabla 9 Comparación de características entre las herramientas computacionales

	Modelos eléctricos	Automatización	Personalización	Convergencia
Herramientas comerciales (ej. Sincal, PowerFactory, NEPLAN)	Modelos eléctricos de líneas, transformadores, interruptores, etc. completamente validados y fáciles de parametrizar.	Aplicaciones de interfaz gráfica de usuario que son difíciles de automatizar.	Posibilidades restringidas de personalización debido a la base de código propietario.	Excelentes propiedades de convergencia
Herramientas de código abierto (por ejemplo, MATPOWER, PYPOWER)	Modelos básicos que requieren parametrización por parte del usuario con conocimientos expertos.	Aplicación de consola que está diseñada para evaluaciones automatizadas.	Base de código fuente abierta que se puede modificar y personalizar libremente.	Pypower no cuenta con las mejores propiedades de convergencia
Panda Power	Modelos eléctricos de líneas, transformadores, interruptores, etc. completamente validados y fáciles de parametrizar.	Aplicación de consola que está diseñada para evaluaciones automatizadas.	Base de código fuente abierta que se puede modificar y personalizar libremente.	

Pandapower permite intercambiar información entre otras herramientas para el análisis de sistemas de potencia. Así es el caso de Pypower, Matpower y PowerFactory.

4 MODELACION DEL SNI PARA ESTUDIOS DE OPF, APLICACIÓN DE HERRAMIENTA EN SOFTWARE LIBRE

4.1 SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

4.1.1 ELABORACIÓN DE LA BASE DE DATOS

Para la creación de la base de datos del Sistema Nacional Interconectado (SNI) para uso en PandaPower y Matpower se partió de la información existente en PowerFactory de DigSilent. Inicialmente, el modelo del SNI en PowerFactory constaba de 617 barras simples, 327 líneas de transmisión y 221 generadores; además los datos de generación y demanda pertenecen al mes de abril por lo que se infiere que el caso de estudio inicial es hidrología baja.

Es importante mencionar que para la modelación en la base de PandaPower, los transformadores de 3 devanados fueron modelados como tres transformadores de 2 devanados; lo que hace crecer el número de barras considerablemente, ya que se crea una barra ficticia para conseguir ese modelo. Así se obtuvo un total de 725 barras dentro del sistema.

La base de datos fue creada en un archivo Excel, cada pestaña pertenece a un elemento del sistema. Los parámetros de entrada necesarios para cada elemento del sistema están descritos en el ANEXO A.

En la Figura 4.1.1-1 y Figura 4.1.1-2 se muestran los voltajes resultantes al correr un flujo de potencia en PowerFactory y en PandaPower; para el caso de PandaPower en la figura correspondiente no se muestran los valores de las barras ficticias creadas para modelar los transformadores de 3 devanados. Y en la Tabla 10, se resume la potencia generada y la demanda del sistema; al calcular el error relativo se observan valores similares en ambas herramientas a excepción de la potencia reactiva generada, esto puede deberse a la nueva modelación de los transformadores.

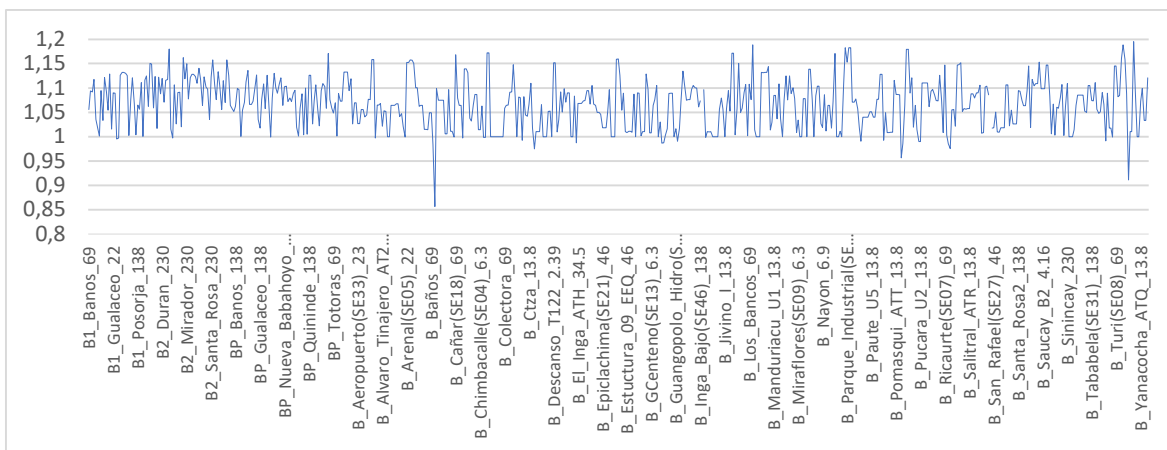


Figura 4.1.1-3 Perfil de voltaje SNI, usando PowerFactory

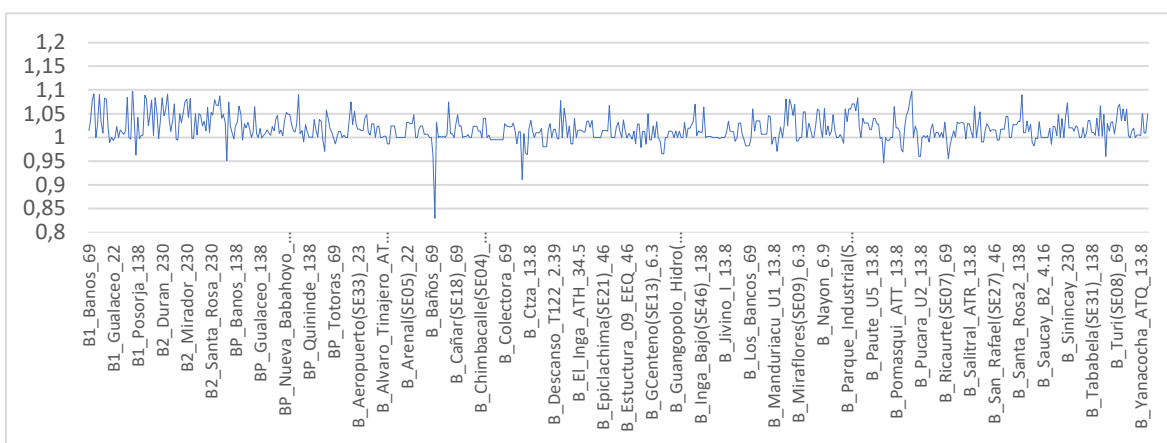


Figura 4.1.1-4 Perfil de voltaje SNI, usando PandaPower

Tabla 10 Resultados de Flujo de Potencia

	PowerFactory	PandaPower	Error relativo
Potencia total activa generada	1881,54649	1882,345822	0,0425%
Potencia total reactiva generada	-310,715175	-198,8199202	36,0122%
Demanda total de potencia activa	1866,490011	1828,1	2,0568%
Demanda total de potencia reactiva	373,196844	368,196842	1,3398%

Para obtener mejores resultados se reduce este sistema, debido a que un sistema tan grande y con tantas variables dificulta la convergencia. Finalmente, se obtiene un sistema con 695 barras y 110 generadores. El SNI reducido mediante flujos de potencia en Matpower; de manera que los resultados en las barras principales (voltajes, potencias

inyectadas) tienen valores similares a los resultados obtenidos al correr el flujo en PowerFactory.

Un extracto de la base de datos creada se encuentra en el ANEXO B, donde se puede apreciar claramente la información usada, y servir de guía para la creación de otro SEP.

Se realizaron modificaciones a la posición de los taps de transformadores para lograr que las barras tengan niveles de voltaje cercanos al 1 p.u.

4.1.2 CASOS DE ESTUDIO

Se consideran dos casos de estudio. El primero es un escenario de baja hidrología, donde el caudal de los ríos disminuye y algunas de las centrales hidroeléctricas disminuyen su generación o salen de servicio, siendo necesario el aporte de varias centrales térmicas. El segundo caso de estudio es un escenario de alta hidrología, se considera que salen de funcionamiento las unidades térmicas más costosas.

4.1.3 RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE PANDAPOWER

Tabla 11 Valor alcanzado por la función objetivo y tiempos de ejecución

Caso de estudio	OPF- DC	OPF-AC	Tiempo	Tiempo
			simulación	simulación
			OPF-DC	OPF-AC
Hidrología seca	7082.467 \$/hr	No Converge	14.42 [s]	-----
Hidrología lluviosa	6018.45 \$/hr	No Converge	13.60 [s]	-----

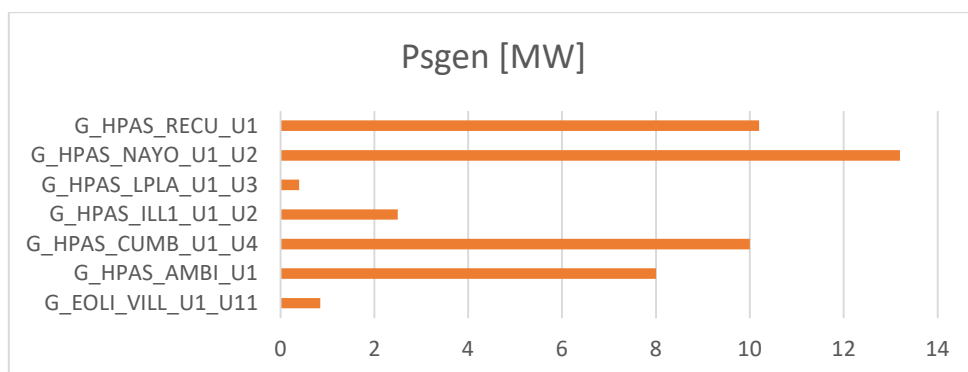


Figura 4.1.3-1 Hidrología seca: Potencia activa generada por Sgen

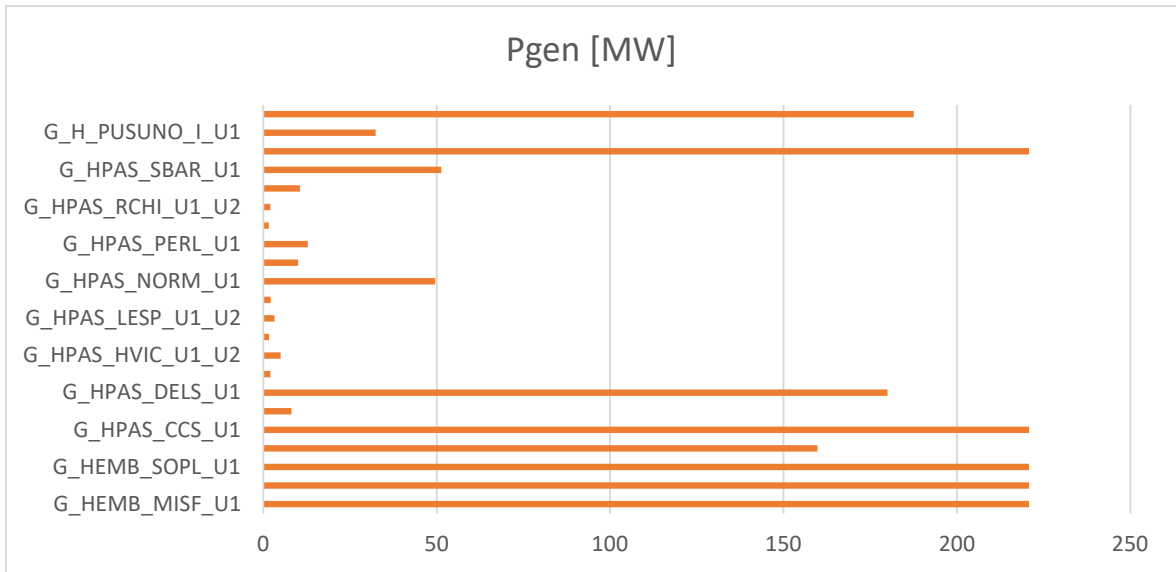


Figura 4.1.3-2 Hidrología seca: Potencia activa generada por Gen

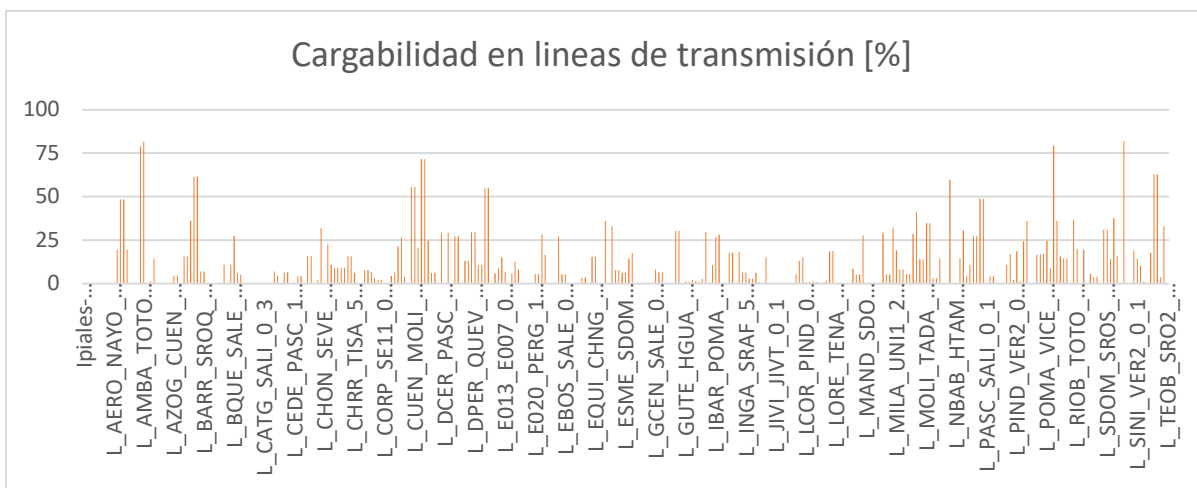


Figura 4.1.3-3 Hidrología seca: Cargabilidad en líneas de transmisión

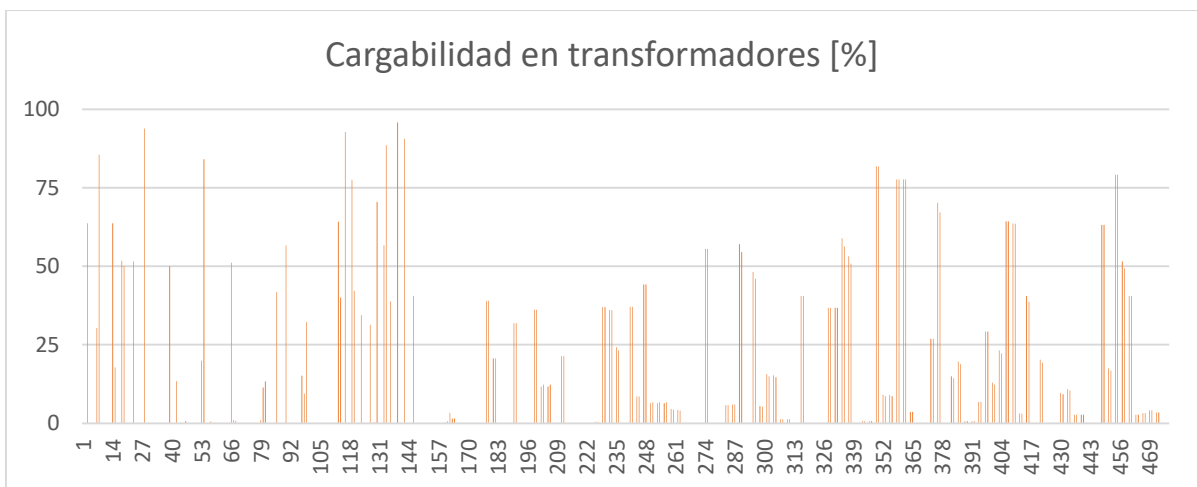


Figura 4.1.3-4 Hidrología seca: Cargabilidad en transformadores

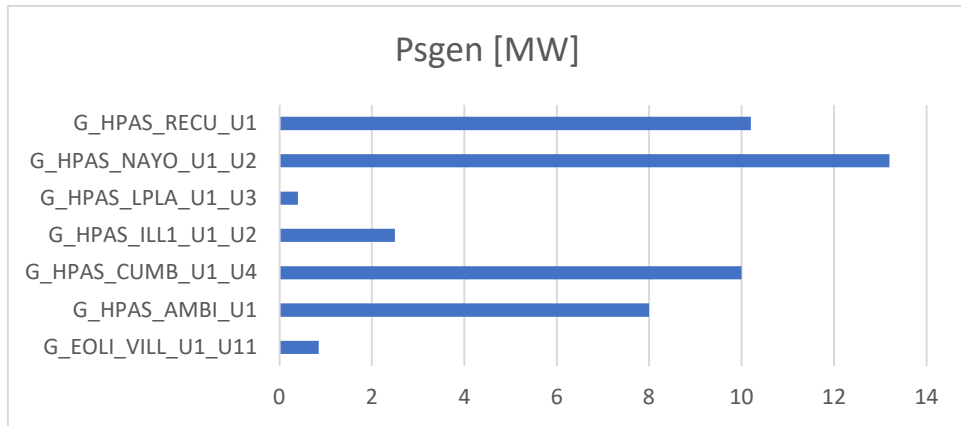


Figura 4.1.3-5 Hidrología Iluviosa: Potencia activa generada por Sgen

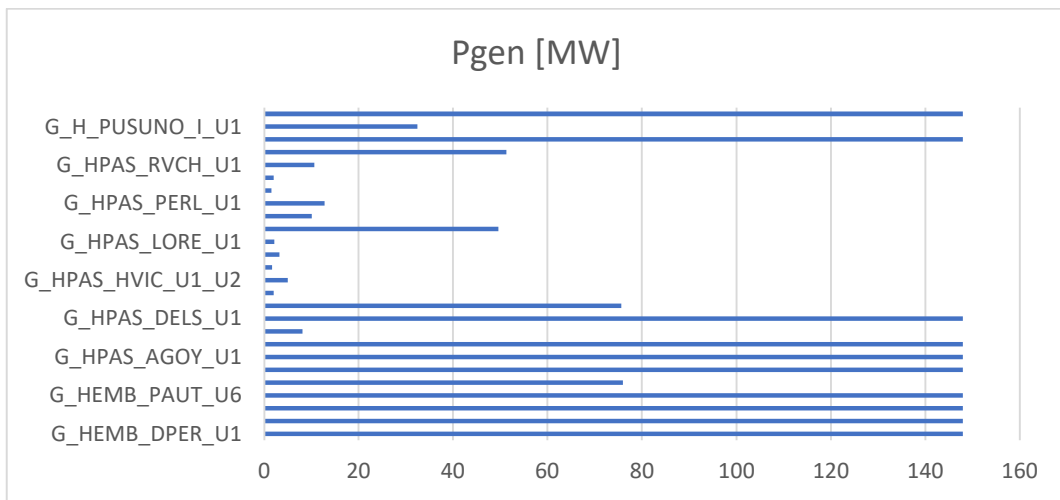


Figura 4.1.3-6 Hidrología Iluviosa: Potencia activa generada por Gen

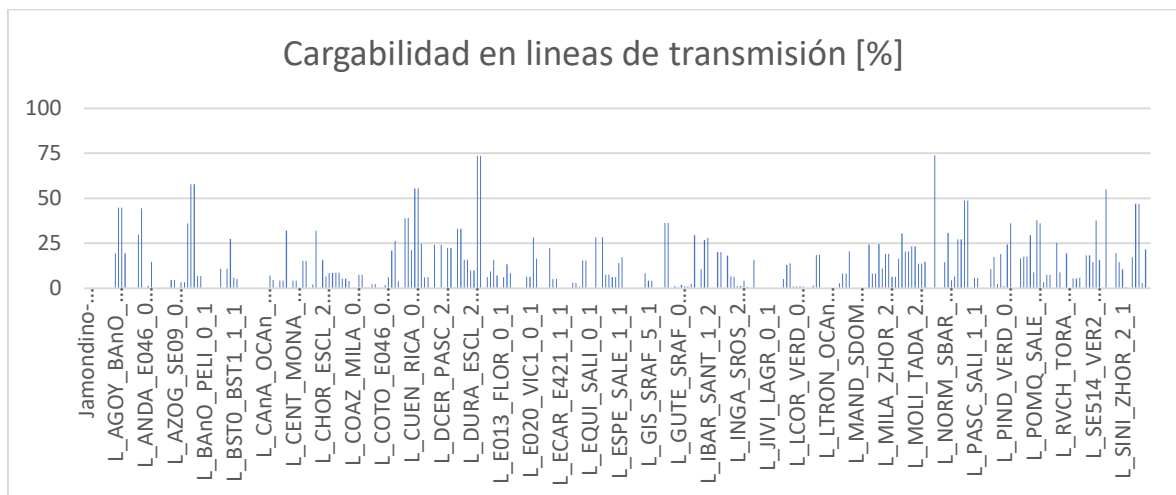


Figura 4.1.3-7 Hidrología Iluviosa: Cargabilidad en líneas de transmisión

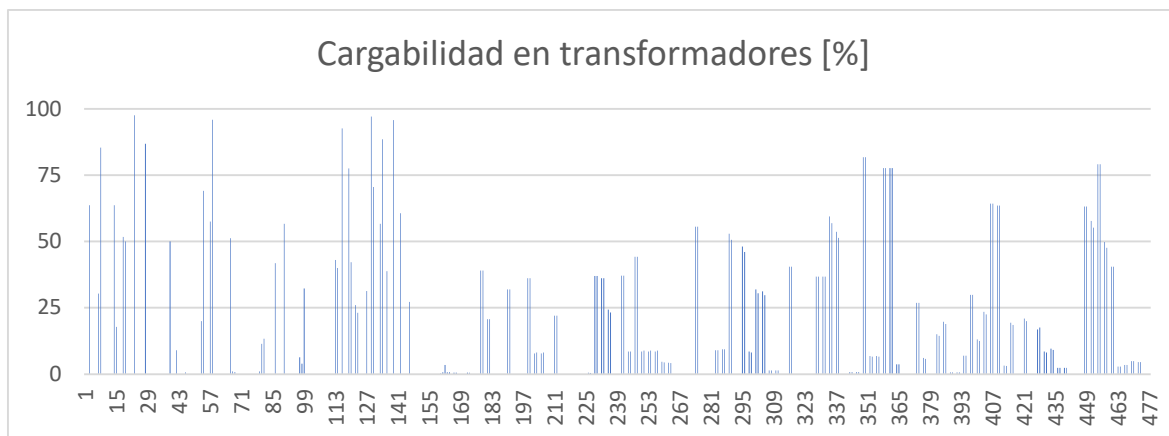


Figura 4.1.3-8 Hidrología lluviosa: Cargabilidad en transformadores

Después de varias pruebas con la base de datos se logró obtener los resultados presentados en la Tabla 10; únicamente se consiguió convergencia al usar el OPF-DC debido a la simplificación en sus ecuaciones y menor número de variables y restricciones.

Se observa un menor costo en el caso de estudio de hidrología lluviosa, esto se debe a que las unidades térmicas más costosas salieron de servicio, en cambio las unidades hidrotérmicas tienen mayor potencial de generación y menor costo asociado.

Los tiempos de simulación son básicamente similares, y después de varias pruebas realizadas se puede afirmar que para un sistema de estas dimensiones PandaPower tarda un tiempo mayor a 10 [s] en mostrar resultados.

Para OPF-AC no se obtuvieron resultados satisfactorios, ni siquiera después de relajar las restricciones. Puede deberse a que el sistema es muy grande y con muchas variables lo que hace difícil que el algoritmo de optimización converja.

Nota

La optimización con pypower no tiene las mejores propiedades de convergencia. Por lo tanto, incluso si la configuración de la red es adecuada como un problema de optimización, por ejemplo, fácilmente verificado por `pandapower.opf_task`, es posible que `pandapower.runopp` no converja.

Figura 4.1.3-9 Nota de información de la página de PandaPower

4.1.4 RESULTADOS DE LA APLICACIÓN EN MATPOWER

Tabla 12 Valor alcanzado por la función objetivo y tiempos de ejecución

Caso de estudio	OPF-DC	OPF-AC	Tiempo de simulación	Tiempo simulación
			OPF-DC	OPF-AC
Hidrología seca	7082.47 \$/hr	No Converge	0.35 [s]	-----
Hidrología lluviosa	6018.45 \$/hr	No Converge	0.95 [s]	-----

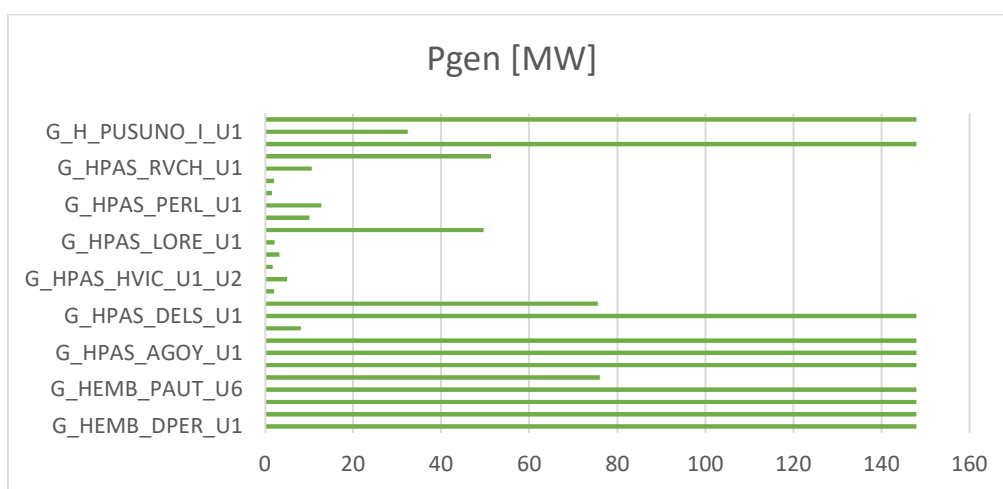


Figura 4.1.4-1 Hidrología lluviosa: Potencia activa generada

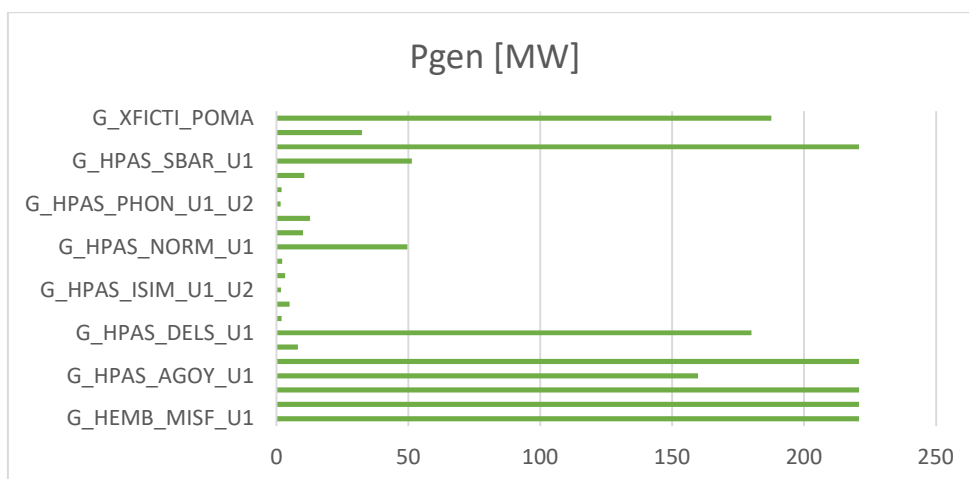


Figura 4.1.4-2 Hidrología seca: Potencia activa generada

Al usar Matlab para aplicar la herramienta se obtuvieron valores iguales al caso anterior. El mayor diferenciador es el tiempo de ejecución, se observa que Matlab tiene mayor capacidad para trabajar con sistemas numéricos extensos, ya que realiza la misma tarea que PandaPower en una pequeña fracción del tiempo que se tarda su competencia.

En el ANEXO C se encuentran las tablas con la generación de potencia activa para cada caso.

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Se realizó una amplia investigación relacionada con el OPF a través de varios medios, especialmente libros y artículos técnicos, para posteriormente sistematizarla, con el fin de ofrecer una adecuada guía a la persona que quiera familiarizarse con los estudios de flujos óptimos de potencia.
- Los conceptos básicos del problema de OPF fueron descritos a lo largo del documento y aplicados en un sistema real, el Sistema Nacional Interconectado. Para ello, fue necesario indagar en los métodos de solución y en las herramientas computacionales especializadas en análisis de sistemas eléctricos. Hoy en día hay una gran variedad de softwares que ofrecen resolver el OPF, y garantizan buenos resultados al respecto.
- La licencia completa de las herramientas comerciales que ofertan estudios OPF es muy costosa; por este motivo, en los últimos años se han desarrollado más herramientas de código libre a las que se puede acceder fácilmente; quien desee trabajar con estas herramientas gratuitas debe iniciar su estudio en lenguajes de programación, como: Python y Julia.
- Se elaboró una base de datos del Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano para resolver estudios OPF, después de varias pruebas en Matpower y Pandapower, solo se obtuvieron resultados satisfactorios con el planteamiento OPF-DC. Los resultados fueron prácticamente iguales en ambos programas, dando un valor de costo menor en los casos de hidrología alta, ya que, la generación hidroeléctrica es mucho más barata en el Ecuador, además de que existen bastantes centrales hidroeléctricas.

5.2 RECOMENDACIONES

- Usar un entorno virtual cómodo para programar en Python, Anaconda resulta ser de gran utilidad para instalar y administrar librerías.
- Entrar a la página de GitHub <https://github.com/> para encontrar ayuda respecto a la simulación de OPF en código libre, este portal fue creado para que los desarrolladores se ayuden mutuamente; aquí se comparten: proyectos, sistemas de prueba, códigos de prueba, etc.
- Al tratar un nuevo tema de investigación, las fuentes de información pueden llegar a ser avasalladoras. Por esto es recomendable administrar la información con programas donde sea fácil revisar los datos más importantes y así filtrarlos. Programas como OneNote, Mendeley o una base bibliográfica hecha en Excel pueden ser de gran ayuda y respaldo al momento de crear un trabajo investigativo.

6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. Zhong, *Power System Economic and Market Operations*. 2018.
- [2] L. Arias, “Programa digital para el pronóstico de carga eléctrica espacial”, 2000.
- [3] D. D. E. R. CONELEC, “Regulación 003/03 COSTOS VARIABLES”. p. 7, 2009, [En línea]. Disponible en: <http://www.conelec.gob.ec/images/normativa/CONELEC-003-03-COSTOS>.
- [4] J. J. Grainger y W. D. Stevenson, “Análisis de Sistemas de Potencia_Grainger.pdf”. 1985.
- [5] S. Acha, *Electric Power System Fundamentals*. 2016.
- [6] J. C. Das, *Load Flow Optimization and Optimal Power Flow*, vol. 2. Georgia, USA, 2018.
- [7] C. Bernal, “Proceso de investigación científica”, *Metodol. la Investig.*, 2010.
- [8] H. W. Dommel y W. F. Tinney, “Optimal Power Flow Solutions”, *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-87, núm. 10, pp. 1866–1876, 1968, doi: 10.1109/TPAS.1968.292150.
- [9] V. García, “Flujo de Potencia Trifásico, Método desacoplado rápido”, Escuela Politécnica Nacional, 1991.
- [10] S. Iwamoto y Y. Tamura, “A FAST LOAD FLOW METHOD RETAINING NONLINEARITY”, *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-97, núm. 5, pp. 1586–1598, 1978.
- [11] S. Oliva, “Compatibilidad de Métodos de Cálculo de Flujos AC y DC en Sistemas de Potencia”, Universidad de Chile, 2008.
- [12] A. Ramesh Kumar y L. Premalatha, “Optimal power flow for a deregulated power system using adaptive real coded biogeography-based optimization”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 73, pp. 393–399, 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.05.011.
- [13] P. Kundur, “Power System Stability And Control by Prabha Kundur.pdf”, *McGraw-Hill, Inc.* p. 1167, 1994.
- [14] W. Zhang, F. Li, y L. M. Tolbert, “Review of reactive power planning: Objectives, constraints, and algorithms”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, núm. 4, pp. 2177–2186, 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.907452.

- [15] T. Gómez, I. J. Pérez-Arriaga, J. Lumbreras, y V. M. Parra, “A security-constrained decomposition approach to optimal reactive power planning”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, núm. 3, pp. 1069–1076, 1991, doi: 10.1109/59.119248.
- [16] L. Chen, Y. Tada, H. Okamoto, R. Tanabe, y A. Ono, “Optimal operation solutions of power systems with transient stability constraints”, *IEEE Trans. Circuits Syst. I Fundam. Theory Appl.*, vol. 48, núm. 3, pp. 327–338, 2001, doi: 10.1109/81.915388.
- [17] M. S. Li, T. Y. Ji, W. J. Tang, Q. H. Wu, y J. R. Saunders, “Bacterial foraging algorithm with varying population”, *BioSystems*, vol. 100, núm. 3, pp. 185–197, 2010, doi: 10.1016/j.biosystems.2010.03.003.
- [18] J. Waight, “Recent developments in optimal power flow”, pp. 1008–1013, 2005, doi: 10.1109/pes.2004.1372989.
- [19] E. Acha, C. Fuerte, H. Ambriz, y C. Angeles, *FACTS: Modelling and Simulation in Power Networks*. 2004.
- [20] R. C. Burchett, H. H. Happ, D. R. Vierath, y K. A. Wirgau, “Developments in Optimal Power Flow”, *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-101, núm. 2, pp. 406–414, 1982, doi: 10.1109/TPAS.1982.317121.
- [21] J. A. Momoh, “A generalized quadratic-based model for optimal power flow”, núm. 2, 1989.
- [22] N. Granda y H. Arcos, “Flujo Óptimo De Potencia Con Restricciones De Seguridad De Voltaje”, *Rev. Técnica “Energía”*, vol. 4, núm. 1, 2008, doi: 10.37116/revistaenergia.v4.n1.2008.267.
- [23] C. S. Jun y S. A. Halim, “Power Loss Minimization using Optimal Power Flow based on Firefly Algorithm”, *Int. J. Adv. Comput. Sci. Appl.*, vol. 12, núm. 9, pp. 358–364, 2021.
- [24] R. Ramos, J. Vallejos, y B. Barán, “Multi-objective reactive power compensation with voltage security”, *2004 IEEE/PES Transm. Distrib. Conf. Expo. Lat. Am.*, pp. 302–307, 2004, doi: 10.1109/tdc.2004.1432396.
- [25] Y. J. Zhang y Z. Ren, “Optimal reactive power dispatch considering costs of adjusting the control devices”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, núm. 3, pp. 1349–1356, 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2005.851920.

- [26] C. López Servin, “Estudio de Flujos de Potencia Óptimos de C.A. empleando el Método de Punto Interior”, p. 210, 2016.
- [27] C. Chérrez, “FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA PARA MINIMIZAR COSTOS DE PRODUCCIÓN EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO EMPLEANDO EL PROGRAMA POWERFACTORY DE DigSILENT”, 2017.
- [28] D. Gan, R. J. Thomas, y R. D. Zimmerman, “Stability-constrained optimal power flow”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, núm. 2, pp. 535–540, 2000, doi: 10.1109/59.867137.
- [29] A. G. Bakirtzis y P. N. Biskas, “A decentralized solution to the DC-OPF of interconnected power systems”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, núm. 3, pp. 1007–1013, 2003, doi: 10.1109/TPWRS.2003.814853.
- [30] O. Alsac y B. Stott, “Optimal load flow with steady-state security”, *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-93, núm. 3, pp. 745–751, 1974, doi: 10.1109/TPAS.1974.293972.
- [31] L. Kershenbaum, *Systems Modelling and Control.*, vol. 14, núm. 4. 1980.
- [32] M. El-Shimy y A. Abuel-wafa, “Implementation and Analysis of Genetic Algorithms (GA) to the Optimal Power Flow (OPF) Problem”, 2006, doi: 10.6084/m9.figshare.6167816.
- [33] S. Frank, I. Steponavice, y S. Rebennack, “Optimal power flow: A bibliographic survey I- Formulations and deterministic methods”, *Energy Syst.*, vol. 3, núm. 3, pp. 221–258, 2012, doi: 10.1007/s12667-012-0056-y.
- [34] A. J. Wood y B. F. Wollenberg, *Power Generation Operation and Control.* 1996.
- [35] N. S. Rau, “Issues in the path toward an RTO and standard markets”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, núm. 2, pp. 435–443, 2003, doi: 10.1109/TPWRS.2003.810709.
- [36] J. Lopez y L. Gallego, “FLUJO DE POTENCIA OPTIMO CON RESTRICCIONES DE SEGURIDAD USANDO UN METODO DE PUNTO INTERIOR”, *Univ. Tecnológica Pereira*, vol. No. 39, 2008.
- [37] S. Frank, I. Steponavice, y S. Rebennack, “Optimal power flow: A bibliographic survey II Non-deterministic and hybrid methods”, *Energy Syst.*, vol. 3, núm. 3, 2012, doi: 10.1007/s12667-012-0057-x.

- [38] E. P. de Carvalho, A. dos Santos, y T. F. Ma, “Reduced gradient method combined with augmented Lagrangian and barrier for the optimal power flow problem”, *Appl. Math. Comput.*, vol. 200, núm. 2, pp. 529–536, 2008, doi: 10.1016/j.amc.2007.11.025.
- [39] C. J. Dent, L. F. Ochoa, G. P. Harrison, y J. W. Bialek, “Efficient secure AC OPF for network generation capacity assessment”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, núm. 1, pp. 575–583, 2010, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2036809.
- [40] M. E. El-Hawary, “Optimal Economic operation of large scale electric power systems: a review”, pp. 206–210, 1993.
- [41] B. Stott, O. Alsac, y A. J. Monticelli, “Security Analysis and Optimization.”, *Proc. IEEE*, vol. 75, núm. 12, pp. 1623–1644, 1987, doi: 10.1109/PROC.1987.13931.
- [42] A. Wood, B. Wollenberg, y G. Sheblé, *Power Generation, Operation, and Control*. John Wiley & Sons, Inc., 2014.
- [43] Whei-Min Lin, Cong-Hui Huang, y Tung-Sheng Zhan, “A hybrid current-power Optimal Power Flow technique”, vol. 23, núm. 1, pp. 1–1, 2008, doi: 10.1109/pes.2008.4595969.
- [44] A. Peñaherrera Wilches, “Planeamiento de la expansión de los sistemas eléctricos de transmisión utilizando el modelo AC resuelto mediante algoritmos evolutivos”, *Univ. Cuenca*, pp. 35–36, 2015.
- [45] M. A. Hossain, K. M. Sallam, S. S. Elsayed, R. K. Chakraborty, y ..., “Optimal Power Flow Considering Intermittent Solar and Wind Generation using Multi-Operator Differential Evolution Algorithm”, núm. March, pp. 1–35, 2021, doi: 10.20944/preprints202103.0228.v1.
- [46] A. Vengadesan y E. Engineering, “Transmission Congestion Management Through Optimal Placement and Sizing of Tcsc Devices in a Deregulated Power Network”, vol. 11, núm. 8, pp. 697–713, 2020, doi: 10.34218/IJARET.11.8.2020.068.
- [47] DIGSILENT, “Guide PowerFactory 2022”. Germany, 2022.
- [48] DIGSILENT, “DPL Manual DIgSILENT PowerFactory”, 2003.
- [49] DIGSILENT, “User Manual PowerFactory 2017”, 2017.
- [50] DIGSILENT, “Features - DIgSILENT”. <https://www.digsilent.de/en/features.html> (consultado ago. 16, 2022).

- [51] ETAP, “Software de Modelado, Análisis y Optimización de Sistemas de Potencia”. <https://etap.com/es/home> (consultado ago. 16, 2022).
- [52] PowerWorld Corporation, “PowerWorld » The visual approach to electric power systems”. <https://www.powerworld.com/> (consultado ago. 16, 2022).
- [53] PowerWorld Corporation, “Quick Start for Using PowerWorld Simulator for Market Analysis Overview”.
- [54] Siemens Industry, “PSS®E: planificación y análisis de la transmisión | Software de modelado y simulación de sistemas de potencia PSS® | siemens global”. <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/energy-automation-and-smart-grid/pss-software/pss-e.html> (consultado ago. 17, 2022).
- [55] Siemens Industry, “Optimal Power Flow PSS/E”.
- [56] Github, “PYPOWER: Puerto de MATPOWER a Python”. <https://github.com/rwl/PYPOWER> (consultado ago. 20, 2022).
- [57] Pandapower, “documentación de pandapower 2.10.0”. <https://pandapower.readthedocs.io/en/v2.10.0/> (consultado ago. 20, 2022).
- [58] F. Iwes, “Pandapower Documentation”, *Univ. Kassel*, vol. 1.3.1, 2017.
- [59] R. D. Zimmerman y C. E. Murillo-s, “Matpower User’s Manual Version 7.1”, 2020.

7 ANEXOS

ANEXO A. PARAMETROS DE ENTRADA DE LOS ELEMENTOS DEL SNI

	PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN	TIPO DE DATO	
BUS	name	Nombre de la Barra	string	
	vn_kv	Voltaje nominal de la Barra [kV]	float	
	type	Tipo de barra. "n" : nodo, "b" : barra colectora	string	
	zone	Nombre de la Región de la Red	string	
	in_service	En servicio (True), Fuera de Servicio (False)	bool	
	min_vm_pu	Magnitud de Voltaje Mínima en la barra [p.u.]	float	
	max_vm_pu	Magnitud de Voltaje Máxima en la barra [p.u.]	float	
CARGA	name	Nombre de la Carga	string	
	bus	Nombre de la Barra a la que está conectada la carga	string	
	p_mw	(Generación)	float	
	q_mvar	Potencia Reactiva de la Carga.	float	
	const_z_percent	Porcentaje de p_mw y q_mvar que está asociado a una carga de impedancia constante a voltaje nominal [%]	float	
	const_i_percent	Porcentaje de p_mw y q_mvar que está asociado a una carga de corriente constante a voltaje nominal [%]	float	
	sn_mva	Potencia Nominal de la Carga	float	
	scaling	Factor de Escala para la Potencia Activa y Potencia Reactiva	float	
	in_service	En servicio (True), Fuera de Servicio (False)	bool	
	type	Tipo de carga. "wye": estrella, "delta": delta	string	
	controllable	Carga Controlable. Si (True), No (False)	bool	
GENERADOR	name	Nombre del Generador (Barra PV)	string	
	bus	Nombre de la Barra a la que está conectado el Generador	string	
	p_mw	Potencia Activa del Generador [MW]	float	
	vm_pu	Voltaje Set Point [p.u.]	float	
	sn_mva	Potencia Nominal del Generador [MVA]	float	
	min_q_mvar	Potencia Reactiva Mínima del Generador [MVar]	float	
	max_q_mvar	Potencia Reactiva Máxima del Generador [MVar]	float	
	scaling	Factor de Escala para la Potencia Activa	float	
	slack	Generador Slack. Si (True), No (False)	bool	
	in_service	En servicio (True), Fuera de Servicio (False)	bool	
		type	Tipo de Generador.	string
		controllable	Generador Controlable. Si (True) límites p_mw, q_mvar y vm_pu se aplican para este generador en OPF, No (False)	bool
		min_p_mw	Potencia Activa Mínima del Generador [MW]	float
	max_p_mw	Potencia Activa Máxima del Generador [MW]	float	
GENERADOR ESTÁTICO	name	Nombre del Generador Estático (Barra PQ)	string	
	bus	Nombre de la Barra a la que está conectado el Generador	string	
	p_mw	Potencia Activa del Generador [MW]	float	
	q_mvar	Potencia Reactiva del Generador [MVar]	float	
	sn_mva	Potencia Nominal del Generador [MVA]	float	
	scaling	Factor de Escala para la Potencia Activa	float	
	in_service	En servicio (True), Fuera de Servicio (False)	bool	
		type	Tipo de Generador. Convenciones de nombres: "PV" - sistema fotovoltaico "WP" - sistema de energía eólica "CHP" - sistema combinado de calefacción y energía	string
		current_source	Generador Estático como una fuente de corriente durante los cálculos de cortocircuito. Si (True), No (False)	bool
		controllable	Generador Controlable. Si (True) límites p_mw, q_mvar y vm_pu se aplican para este generador en OPF, No (False)	bool
		max_q_mvar	Potencia Reactiva Mínima del Generador [MVar]	float
	min_q_mvar	Potencia Reactiva Máxima del Generador [MVar]	float	
	min_p_mw	Potencia Activa Mínima del Generador [MW]	float	
	max_p_mw	Potencia Activa Máxima del Generador [MW]	float	

L I N E	name	Nombre de la Línea de Transmisión	string
	from_bus	Nombre de la Barra de donde empieza la Línea	string
	to_bus	Nombre de la Barra de donde termina la Línea	string
	length_km	Longitud de la Línea [km]	float
	r_ohm_per_km	Resistencia de la Línea [Ω / km]	float
	x_ohm_per_km	Reactancia de la Línea [Ω / km]	float
	c_nf_per_km	Capacitancia de la Línea [nF/ km]	float
	g_us_per_km	Conductancia dieléctrica de la Línea [μ S/km]	float
	max_i_ka	Corriente térmica máxima [kA]	float
	df	Factor de reducción: corriente máxima de línea en relación con la corriente nominal de línea (de 0 a 1)	float
	parallel	Número de sistemas de líneas paralelas	int
	type	Tipo de línea. "ol" : línea aérea, "cs" : cable	string
	in_service	En servicio (True), Fuera de Servicio (False)	bool
	max_loading_percent	Porcentaje de Carga máxima de la Línea (necesario para OPF)	float
T R A F O 2	name	Nombre del Transformador de Dos Devanados	string
	hv_bus	Nombre de la Barra de Alto Voltaje del Transformador	string
	lv_bus	Nombre de la Barra de Bato Voltaje del Transformador	string
	sn_mva	Potencia Nominal del Transformador [MVA]	float
	vn_hv_kv	Voltaje nominal en barra de Alto Voltaje [kV]	float
	vn_lv_kv	Voltaje nominal en barra de Bajo Voltaje [kV]	float
	vk_percent	Voltaje de cortocircuito [%]	float
	vkr_percent	Componente Real del Voltaje de Cortocircuito [%]	float
	pfe_kw	Pérdidas de Hierro [kW]	float
	i0_percent	Pérdidas en Lazo Abierto [%]	float
	shift_degree	Cambio de Ángulo de fase del Transformador	float
	tap_side	voltaje. "hv", "lv"	string
	tap_neutral	Posición Nominal del TAP	int
	tap_min	Posición Mínima del TAP	int
	tap_max	Posición Máxima del TAP	int
	tap_step_percent	Tamaño del paso del TAP para la magnitud del voltaje [%]	float
	tap_step_degree	Tamaño del paso del TAP para el ángulo de voltaje	float
	tap_pos	Posición actual del cambiador de TAPs	int
	tap_phase_shifter	Transformador es un desfasador ideal. Si (True), No (False)	bool
	parallel	Número de transformadores en paralelo	int
df	Factor de reducción: corriente máxima del transformador en relación con la corriente nominal del transformador (de 0 a 1)	float	
in_service	En servicio (True), Fuera de Servicio (False)	bool	
max_loading_percent	OPF)	float	
T R A F O 3	name	Nombre del Transformador de Dos Devanados	string
	hv_bus	Nombre de la Barra de Alto Voltaje del Transformador	string
	mv_bus	Nombre de la Barra de Medio Voltaje del Transformador	string
	lv_bus	Nombre de la Barra de Bajo Voltaje del Transformador	string
	vn_hv_kv	Voltaje nominal en barra de Alto Voltaje [kV]	float
	vn_mv_kv	Voltaje nominal en barra de Medio Voltaje [kV]	float
	vn_lv_kv	Voltaje nominal en barra de Bajo Voltaje [kV]	float
	sn_hv_mva	[MVA]	float
	sn_mv_mva	[MVA]	float
	sn_lv_mva	[MVA]	float
	vk_hv_percent	Voltaje de cortocircuito de Alto a Medio Voltaje [%]	float
	vk_mv_percent	Voltaje de cortocircuito de Medio a Bajo Voltaje [%]	float
	vk_lv_percent	Voltaje de cortocircuito de Alto a Bajo Voltaje [%]	float
	vkr_hv_percent	Voltaje [%]	float
	vkr_mv_percent	Voltaje [%]	float
	vkr_lv_percent	Voltaje [%]	float
	pfe_kw	Pérdidas de Hierro [kW]	float
	i0_percent	Pérdidas en Lazo Abierto [%]	float
	shift_hv_degree	Voltaje	float
	shift_mv_degree	Voltaje	float
	shift_lv_degree	Voltaje	float
	tap_step_hv_percent	Alto Voltaje [%]	float
	tap_step_hv_degree	Voltaje	float
	tap_hv_pos	Posición actual del cambiador de TAPs Lado de Alto Voltaje	int
	tap_hv_neutral	Posición Nominal del TAP Lado de Alto Voltaje	int
	tap_hv_max	Posición Máxima del TAP Lado de Alto Voltaje	int
	tap_hv_min	Posición Mínima del TAP Lado de Alto Voltaje	int
	tap_step_mv_percent	Medio Voltaje [%]	float
	tap_step_mv_degree	Voltaje	float
	tap_mv_pos	Posición actual del cambiador de TAPs Lado de Medio Voltaje	int
	tap_mv_neutral	Posición Nominal del TAP Lado de Medio Voltaje	int
	tap_mv_max	Posición Máxima del TAP Lado de Medio Voltaje	int
	tap_mv_min	Posición Mínima del TAP Lado de Medio Voltaje	int
	tap_step_lv_percent	Bajo Voltaje [%]	float
	tap_step_lv_degree	Voltaje	float
	tap_lv_pos	Posición actual del cambiador de TAPs Lado de Bajo Voltaje	int
	tap_lv_neutral	Posición Nominal del TAP Lado de Bajo Voltaje	int
	tap_lv_max	Posición Máxima del TAP Lado de Bajo Voltaje	int
	tap_lv_min	Posición Mínima del TAP Lado de Bajo Voltaje	int
	in_service	En servicio (True), Fuera de Servicio (False)	bool
max_loading_percent	OPF)	float	

S H U N T	name	Nombre del Elemento Shunt	string
	bus	Nombre de la Barra a la que se conecta el elemento Shunt	string
	p_mw	Potencia Activa Shunt [MW] a v= 1.0 [p.u.]	float
	q_mvar	Potencia Reactiva Shunt [MVAR] a v= 1.0 [p.u.]	float
	vn_kv	Voltaje nominal del elemento Shunt	float
	step	potencia	int
	max_step	Máximo paso del elemento Shunt	int
	in_service	En servicio (True), Fuera de Servicio (False)	bool
C O S T	element	Funcion de Costos	string
	et	Tipo de elemento ["gen", "sgen", "load"] son posibles	string
	cp0_eur	Compensa los costes de energía activa en euros: $a+b.P+c.P^2$	float
	cp1_eur_per_mw	Costos lineales por MW: $a+b.P+c.P^2$	float
	cp2_eur_per_mw2	Costos cuadráticos por MW: $a+b.P+c.P^2$	float
	cq0_eur	Compensa los costes de energía activa en euros: $a+b.Q+c.Q^2$	float
	cq1_eur_per_mvar	Costos lineales por MVAR: $a+b.Q+c.Q^2$	float
cq2_eur_per_mvar2	Costos cuadráticos por MVAR: $a+b.Q+c.Q^2$	float	
S W I T C H	bus	Nombre de la Barra a la que se conecta el Switch	string
	name	Nombre del elemento Switch	string
	element	Nombre el elemento al que se esta conectando el interruptor. Bus: et = "b", Línea: et = "l", Trafo: et = "t"	string
	et	Tipo de elemento["b" barra-barra, "l" línea-barra, "t" barra- trafo, "t3" barra-trafo3w]	string
	type	Tipo de interruptor ["CB" circuit breaker, "LS" load switch, "LBS" load break switch, "DS" disconnecting switch]	string
	closed	Señal de estado del interruptor: True/False	bool
	in_ka*	Corriente máxima que el interruptor puede transportar en condiciones normales de operación sin dispararse	float

ANEXO B. EXTRACTO DE BASE DE DATOS SNI

Tabla 13 baseMVA (potencia base)

baseMVA
100

Tabla 14 Bus (barras)

	name	vn	typ	zone	in_serv	nin_vm	max_vm
0	B1_Banos_69	69	b	ZonaSantaRosa-Totoras	True	0,95	1,05
1	B1_CGSR_138	138	b	ZonaSantaRosa-Totoras	True	0,95	1,05
2	B1_Cap_Dos_Cerritos_69	69	b	ZonaMolinoMilagro	True	0,95	1,05
3	B1_Cap_Esclusas_230	220	b	ZonaPascuales	True	0,95	1,05
4	B1_Cap_Esmeraldas_69	69	b	naSantoDomingo-Queve	True	0,95	1,05
5	B1_Cap_Portoviejo_69	69	b	naSantoDomingo-Queve	True	0,95	1,05
6	B1_Cap_Posorja_69	69	b	ZonaPascuales	True	0,95	1,05
7	B1_Cap_Santa_Rosa_138	138	b	ZonaSantaRosa-Totoras	True	0,95	1,05
8	B1_Coca_Codo_500	500	b	ZonaSantaRosa-Totoras	True	0,95	1,05
9	B1_Dos_Cerritos_230	220	b	ZonaMolinoMilagro	True	0,95	1,05
10	B1_Dos_Cerritos_69	69	b	ZonaMolinoMilagro	True	0,95	1,05
11	B1_El_Inga_500	500	b	ZonaSantaRosa-Totoras	True	0,95	1,05
12	1_Francisco_de_Orellana_138	138	b	ZonaSantaRosa-Totoras	True	0,95	1,05
13	1_Francisco_de_Orellana_69	69	b	ZonaSantaRosa-Totoras	True	0,95	1,05

Tabla 15 Load (carga)

	name	bus	p_mw	q_mvar	const_z	const_sn	scaling	in_ser	type	control
0	C Adel_Horno	B Adelca_Horno_23	0	0	0	0	1	True	wye	False
1	C Adel_Laminación	Adelca_Laminación_23	0	0	0	0	1	False	wye	False
2	C Agoy_Agoyan	B Agoyan_13.8	0	0	0	0	1	True	wye	False
3	C Amba_Ambato1	BP_Ambato_69	32,26	5,1	0	0	1	True	wye	False
4	C Amba_Ambato2	BP_Ambato_69	0	0	0	0	1	True	wye	False
5	C Amba_Latacunga	BP_Ambato_69	0	0	0	0	1	True	wye	False
6	C Bano_Banos1	B1_Banos_69	0	0	0	0	1	False	wye	False
7	C Baño_Baños	B_Banos_13.8	0	0	0	0	1	True	wye	False
8	C Bomb_Bomboiza	BP_Bomboiza_69	0	0	0	0	1	True	wye	False
9	C Bomb_FDN1	B2_Bomboiza_230	0	0	0	0	1	True	wye	False
10	C Cas_CelsoCastell	B_Lago_Agrio_69	0	0	0	0	1	True	wye	False
11	C Cara_Ueg1	BP_Caraguay_69	0	0	0	0	1	True	wye	False
12	C Cara_Ueg3	BP_Caraguay_69	0	0	0	0	1	True	wye	False
13	C Cara_Ueg4	BP_Caraguay_69	0	0	0	0	1	True	wye	False
14	C Chon_Calceta	BP_Chone_69	0	0	0	0	1	True	wye	False
15	C Chon_Chone	BP_Chone_69	39,4	10,2	0	0	1	True	wye	False

Tabla 16 Sgen (generador estático)

	name	bus	p_mv	q_mv	sn_mv	scal	in_servi	type	curre	contr	max_q	min_q	min_p	max_p
0	G EOLI_VILL_U1	B Villonaco_35	0,85	0,003	1,579	1	True	WP	True	False	1,579	-1,58	0	1,5
1	G FOTO_GSOL	B Gran_Solar_0.27	0	0	0,6	1	False	PV	True	False	0,6	-0,6	0	0,6
2	G HEMB_BABA	B Baba_U1_13.8	0	0	46,8	1	True	Hidro	True	False	21,107	-25,9	0	42,12
3	G HEMB_MAZA	B Mazar_U1_13.8	0	0	200	1	True	Hidro	True	False	107,2	-71,4	0	170
4	G HPAS_ABAN	B Abanico_Grupo1	0	0	17,12	1	True	Hidro	True	False	3,2699	-3,27	0	15,408
5	G HPAS_ABAN	B Abanico_Grupo2	0	0	25,68	1	True	Hidro	True	False	4,9049	-4,9	0	23,112
6	G HPAS_ALAO	BP Riobamba_69	0	0	3,28	1	True	Hidro	True	False	2,2009	-1,22	0	2,6
7	G HPAS_AMBI	B1 Ibarra_69	8	0,8	10	1	True	Hidro	True	False	1,96	-0,1	0	8,5
8	G HPAS_CALO	B Calope_6.9	0	0	10,3333	1	True	Hidro	True	False	3,8647	-2	0	9,3
9	G HPAS_CHIL_U	B Los_Chillos(90)	0	0	1,13	1	True	Hidro	True	False	0,3345	-0,14	0	0,904
10	G HPAS_CHTB_U	B HidroTambo_4.1	0	0	4,5	1	True	Hidro	True	False	18	-13,5	0	4,05
11	G HPAS_CMOR	BP Yanacocha_69	0	0	2,25	1	True	Hidro	True	False	1,068	-0,41	0	1,8
12	G HPAS_CUMB	B Cumbaya_4.16	10	1	11,12	1	True	Hidro	True	False	4,3146	-4,41	0	10,008
13	G HPAS_ECAR_U	B El_Carmen_6.6	0	0	10	1	True	Hidro	True	False	5,31	-5,03	0	8
14	G HPAS_GUAN	B Guangopolo_Hid	0	0	12,8	1	True	Hidro	True	False	0,5376	-0,78	0	11,52
15	G HPAS_ILL1_U	B1_Mulalo_69	2,5	0,5	5,78	1	True	Hidro	True	False	3,5393	-2,24	0	4,8865

Tabla 17 Gen (generador)

	name	bus	p_mw	vm_p	sn_mv	min_q_r	max_q	scal	slack	in_ser	type	contr	min_p	max_p
1	G HEMB_DPER_U	B Daule_Perico	144	1,01	237	-105,78	115,42	1	False	True	Hidro	True	0	213,3
2	G HEMB_MISF_U	B MSF_U1_13.0	0	1,04	300	-300	300	1	False	True	Hidro	True	0	270
3	G HEMB_PAUT_U	B Paute_U1_1	333,3	1,03	555,8	-190,62	285,66	1	False	True	Hidro	True	0	500,18
4	G HEMB_PAUT_U	B Paute_U6_1	416,7	1,04	638,5	-290,52	290,52	1	False	True	Hidro	True	0	587,42
5	G HEMB_PUCA_U	B Pucara_U1_1	71,18	0,96	80	-16,28	38,12	1	False	True	Hidro	True	0	76
6	G HEMB_SOPL_U	B Sopladora_U	0	1,02	541,5	-541,5	541,5	1	False	True	Hidro	True	0	487,35
7	G HPAS_AGOY_U	B Agoyan_U1	155,4	1,04	170	-24,225	41,65	1	False	True	Hidro	True	0	159,8
8	G HPAS_ALAZ_U	B Alazan_6.6	0	1	6,922	-0,0692	3,1564	1	False	False	Hidro	True	0	6,2298
9	G HPAS_CCS_U1	B Coca_Codo	900	1	1667	-783,28	783,28	1	True	True	Hidro	True	0	1500,5
10	G HPAS_CHAL_U	B Booster1_13	0	1	9	-9	9	1	False	True	Hidro	True	0	8,1
11	G HPAS_DELS_U1	B Delsitanisag	0	0,98	200	-75,953	101,27	1	False	True	Hidro	True	0	180
12	G HPAS_DUE_U1	B Due_13.8	0	1	72,7	-72,7	72,7	1	False	True	Hidro	True	0	75,6
13	G HPAS_GUAN_U	B Guangopolo	0	1	2,5	-1,1175	2,17	1	False	True	Hidro	True	0	2
14	G HPAS_HVIC_U1	B HidroVictori	0	1	5,9	-5,9	5,9	1	False	True	Hidro	True	0	5,015
15	G HPAS_ISIM_U1	B Isimanchi_4	0	1	1,793	-1,7925	1,7925	1	False	True	Hidro	True	0	1,7

Tabla 18 Line (línea de transmisión)

	name	from_bus	to_bus	length	r_ohm	x_ohm	c_nf_per	g_u	max	df	pa	ty	in_ser	max_loa
0	Ipiales-Tulca	BP_Tulcan_138	Ipiales_138_CO	15,49	0,12	0,5058	0,00861638	0	0,469	1	1	ol	False	129,9689
1	Jamondino-P	B2_Pomasqui	Jamondino_230	215,23	0,048978	0,492495	0,00902093	0	0,833	1	1	ol	True	130
2	Jamondino-P	B2_Pomasqui	Jamondino_230	215,23	0,048978	0,492495	0,00902093	0	0,833	1	1	ol	True	130
3	Jamondino-P	B2_Pomasqui	Jamondino_230	213,81	0,048977	0,49255	0,0090209	0	0,833	1	1	ol	True	130
4	Jamondino-P	B2_Pomasqui	Jamondino_230	213,81	0,048977	0,49255	0,0090209	0	0,833	1	1	ol	True	130
5	L ABAN_MAC	B1_Macas_69	B Abanico_69	12	0,13909	0,44445	0,00993037	0	0,61	1	1	ol	True	100
6	L ADEL_MILA	B2_Milagro_23	B Adelca_230	3,8	0,083257	0,487615	0,00899491	0	0,807	1	1	ol	True	100
7	L ADEL_SROS	B Santa_Rosa	B Adelca_46	15,79	0,11817	0,39226	0,01082068	0	0,619	1	1	ol	True	100
8	L ADEL_TEOB	B Terminal_O	B Adelca_138	4,33	0,17173	0,39985	0,01077678	0	0,784	1	1	ol	True	100
9	L AERO_NAY	B Nayon(SE86	B Aeropuerto(S	10	0,1178	0,4348	0,01008353	0	0,67	1	1	ol	True	100
10	L AGOY_BAN	B1_Banos_69	B Agoyan_69	0,5	0,2176	0,4563	0,00942993	0	0,46	1	1	ol	True	100
11	L AGOY_BAN	BP_Banos_138	B2_Agoyan_138	1,93	0,10163	0,47378	0,00927906	0	0,69	1	1	ol	True	100
12	L AGOY_BAN	BP_Banos_138	B2_Agoyan_138	1,93	0,10163	0,47378	0,00927906	0	0,69	1	1	ol	True	100
13	L AGOY_TOR	B Estructura_B	B Agoyan_69	2	0,2176	0,4563	0,00942993	0	0,46	1	1	ol	True	100
14	L ALAN_E042	B Estructura4	B Alangasi(SE2	0,25	0,08407	0,45279	0,00974373	0	0,84	1	1	ol	True	100
15	L ALAN_INGA	BP_El_Inga_138	BP_El_Inga_138	8,85	0,14223	0,50045	0,00880029	0	0,59	1	1	ol	True	100

Tabla 19 Switch (interruptor)

	name	bus	element	et	type	closed
0	It_Cap_DCer	B1_Dos_Cerritos_69	B1_Cap_Dos_Cerritos_69	b	CB	True
1	It_Cap_Escl	B2_Eclusas_230	B1_Cap_Eclusas_230	b	CB	False
2	It_Cap_Esme	BP_Esmeraldas_69	B1_Cap_Esmeraldas_69	b	CB	True
3	It_Cap_Port	BP_Portoviejo_69	B1_Cap_Portoviejo_69	b	CB	True
4	It_Cap_Poso	BP_Posorja_69	B1_Cap_Posorja_69	b	CB	False
5	It_Cap_SRos	BP_Santa_Rosa_138	B1_Cap_Santa_Rosa_138	b	CB	True
6	OCB_1	B_Anibal_Santos-TG1_69	B_Garay_69	b	CB	True
7	OCB_10	B_Ceibos_69	B_Anibal_Santos_CTG_69	b	CB	True
8	OCB_11	B_Norte_69	B_Barra_B69	b	CB	True
9	OCB_2	B_Norte_69	B_Anibal_Santos-TG1_69	b	CB	True
10	OCB_4	B_Conexión_AS-AT_69	B_Anibal_Santos_CTG_69	b	CB	True
11	OCB_5	B_Barra_A69	B_Conexión_AS-AT_69	b	CB	True
12	OCB_6	B_Cemento_69	B_Barra_A69	b	CB	True
13	OCB_8	B_Barra_B69	B_Sur_69	b	CB	True
14	OCB_9	B_Sur_69	B_Garay_69	b	CB	True
15	Sec_HolTic6	B_TIC_1_Electroquil_69	B_TIC_2_Electroquil_69	b	CB	True

Tabla 20 Cost (función de costos)

	element	et	_eur_per_l	cp0_eur	p1_eur_per_mv	cq0_eur	p2_eur_per_mv	2_eur_per_mv
0	G_EOLI_VILL_U1_U11	gen	2	0	0	0	0,01	0
1	G_FOTO_GSOL_U1_U4	gen	2	0	0	0	0,01	0
2	G_HEMB_BABA_U1	gen	2	0	0	0	0,01	0
3	G_HEMB_MAZA_U1	gen	2	0	0	0	0,01	0
4	G_HPAS_ABAN_U1	gen	2	0	0	0	0,01	0
5	G_HPAS_ABAN_U3	gen	2	0	0	0	0,01	0
6	G_HPAS_ALAO_U1_U4	gen	2	0	0	0	0,01	0
7	G_HPAS_AMBI_U1	gen	2	0	0	0	0,01	0
8	G_HPAS_CALO_U1_U2	gen	2	0	0	0	0,01	0
9	G_HPAS_CHIL_U1_U2	gen	2	0	0	0	0,01	0
10	G_HPAS_CHTB_U1_U2	gen	2	0	0	0	0,01	0
11	G_HPAS_CMOR_U1_U2	gen	2	0	0	0	0,01	0
12	G_HPAS_CUMB_U1_U4	gen	2	0	0	0	0,01	0
13	G_HPAS_ECAR_U1	gen	2	0	0	0	0,01	0
14	G_HPAS_GUAN_U6	gen	2	0	0	0	0,01	0
15	G_HPAS_ILL1_U1_U2	gen	2	0	0	0	0,01	0

Tabla 21 Trafo2 (transformador de dos devanados)

	name	hv_bus	lv_bus	sn_mva	vn_hv_kv	vn_lv_kv	k_perce	kr_perce	pfe_kw	0_perce	ift_degr	tap_side	0_neut	tap_mtap_ma	step_perce	tep_de	tap_pos	hase	paralle	df	servi	loading	
0	T1_ADEL_LAM	B_Adelca_230	B_Adelca_Laminación_23	30	230	23	9,72	0,49516	28,368	0,13	330	hv	0	-8	8	1,25	0	0	False	1	1	True	100
1	T1_BARR_BAR	B_Barrionuevo(SE03)_46	B_Barrionuevo(SE03)_6.3	20	46	6,3	12,867	0,31615	15,68	0,24	30	hv	0	-8	8	1,875	0	0	False	1	1	True	100
2	T1_CRIS_CRI	B_Cristiania(SE18)_138	B_Cristiania1(SE18)_23	33	138	23	15,923	0,14573	14,57	0,24	30	hv	0	-8	8	1,875	0	-2	False	1	1	True	100
3	T1_EESP_EES	B_Eugenio_Espejo(SE59)_138	B_Eugenio_Espejo1(SE59)_23	33	138	23	16,649	0,08342	17,77	0,2	30	hv	0	-8	8	1,875	0	0	False	1	1	True	100
4	T1_EPIC_EPI	B_Epiclachima(SE21)_46	B_Epiclachima1(SE21)_23	33	46	23	16,79	0,13103	15,61	0,24	30	hv	0	-8	8	1,875	0	0	False	1	1	True	100
5	T1_InAQ_InA	B_Inaquito(SE28)_46	B_Inaquito1(SE28)_6.3	20	46	6,3	13,34	0,3005	15,9	0,24	30	hv	0	-8	8	1,875	0	0	False	1	1	True	100
6	T1_POMQ_POM	B_Pomasqui_EEQ(SE57)_138	B_Pomasqui_EEQ1(SE57)_23	33	138	23	16,639	0,30209	17,79	0,0878	30	hv	0	-8	8	1,875	0	0	False	1	1	True	100
7	T1_RCOC_RCO	B_Rio_Coca(SE16)_46	B_Rio_Coca1(SE16)_6.3	20	46	6,3	13,133	0,6345	10,2	0,24	30	hv	0	-8	8	1,875	0	-6	False	1	1	True	100
8	T1_SANG_SAN	B_Sangolqui(SE55)_46	B_Sangolqui1(SE55)_23	20	46	23	12,67	0,502	15,06	0,0848	30	hv	0	-8	8	1,875	0	0	False	1	1	True	100
9	T1_SROS_SRO	B_Santa_Rosa(SE37)_46	B_Santa_Rosa1(SE37)_23	20	46	23	13,6	0,5934	13,57	0,22	30	hv	0	-8	8	1,875	0	0	False	1	1	True	100
10	T1_TUMB_TUM	B_Tumbaco(SE36)_46	B_Tumbaco1(SE36)_23	33	46	23	15,692	0,62118	15,58	0,24	30	hv	0	-8	8	1,875	0	0	False	1	1	True	100
11	T2_ADEL_HOR	B_Adelca_230	B_Adelca_Horno_23	80	230	23	12,9	0,38917	47,411	0,12	330	hv	3	1	5	2,5	0	3	False	1	1	True	100
12	T2_COTO_COT	B_Cotocollao(SE19)_138	B_Cotocollao2(SE19)_23	33	138	23	15,857	0,25803	15,8	0,24	30	hv	0	-8	8	1,875	0	-2	False	1	1	True	100
13	T2_CRIS_CRI	B_Cristiania(SE18)_138	B_Cristiania2(SE18)_23	33	138	23	16,665	0,20236	13,73	0,24	30	hv	0	-8	8	1,875	0	-2	False	1	1	True	100
14	T2_EESP_EES	B_Eugenio_Espejo(SE59)_138	B_Eugenio_Espejo2(SE59)_23	33	138	23	16,599	0,4898	33,65	0,16	30	hv	0	-8	8	1,875	0	0	False	1	1	True	100
15	T2_EPIC_EPI	B_Epiclachima(SE21)_46	B_Epiclachima2(SE21)_23	33	46	23	16,698	0,21406	12,23	0,24	30	hv	0	-8	8	1,875	0	0	False	1	1	True	100

Tabla 22 Transformadores de tres devanados, modelados cada uno como tres transformadores de 2 devanados

211	T1_COTO_COT_hv	B_Cotocollao(SE19)_138	B_Fict_T1_COTO_COT	100	138	1	15,18	0	47,02	0,4	0	hv	3	1	5	2,5	0	3	False	1	1	True	100
212	T1_COTO_COT_mv	B_Cotocollao(SE19)_46	B_Fict_T1_COTO_COT	100	46	1	3,98	0	0	0	0	hv	0	-16	16	0,625	0	-2	False	1	1	True	100
213	T1_COTO_COT_lv	B_Cotocollao1(SE19)_23	B_Fict_T1_COTO_COT	33	23	1	9,97	0	0	0	-30	hv	0	0	0	0	0	0	False	1	1	True	100
214	T1_SALE_SAL_hv	B_Selva_Alegre(SE41)_138	B_Fict_T1_SALE_SAL	100	138	1	14,2	0,24519	59,08	0,4	0	hv	3	1	5	2,5	0	3	False	1	1	True	100
215	T1_SALE_SAL_mv	B_Selva_Alegre(SE41)_46	B_Fict_T1_SALE_SAL	100	46	1	4,1	0,18054	0	0	0	hv	0	-24	24	0,417	0	-3	False	1	1	True	100
216	T1_SALE_SAL_lv	B_Selva_Alegre_T1_13.8	B_Fict_T1_SALE_SAL	13	13,8	1	6,4	0,18469	0	0	-30	hv	0	0	0	0	0	0	False	1	1	True	100
217	T2_BARR_BAR_hv	B_Barrionuevo(SE03)_46	B_Fict_T2_BARR_BAR	20	46	1	12,786	0,0723	0	0	0	hv	13	1	25	0,8	0	13	False	1	1	True	100
218	T2_BARR_BAR_mv	B_Barrionuevo(SE03)_23	B_Fict_T2_BARR_BAR	20	23	1	3	0,15197	0	0	0	hv	0	0	0	0	0	0	False	1	1	True	100
219	T2_BARR_BAR_lv	B_Barrionuevo(SE3)_6.3_T2	B_Fict_T2_BARR_BAR	6,666	6,3	1	15,3	0,17387	0	0	-30	hv	0	0	0	0	0	0	False	1	1	True	100
220	T2_SALE_SAL_hv	B_Selva_Alegre(SE41)_138	B_Fict_T2_SALE_SAL	100	138	1	13,87	0,24519	48,351	0,4	0	hv	3	1	5	2,5	0	3	False	1	1	True	100
221	T2_SALE_SAL_mv	B_Selva_Alegre(SE41)_46	B_Fict_T2_SALE_SAL	100	46	1	4,203	0,18054	0	0	0	hv	0	-24	24	0,417	0	-3	False	1	1	True	100
222	T2_SALE_SAL_lv	B_Selva_Alegre_T2_13.8	B_Fict_T2_SALE_SAL	13	13,8	1	6,422	0,18492	0	0	-30	hv	0	0	0	0	0	0	False	1	1	True	100
223	T_131_hv	B_SE13_69	B_Fict_T_131	10	69	1	8,69	0,49917	11	0,5	0	hv	3	1	5	2,5	0	3	False	1	1	True	100
224	T_131_mv	B_SE13_22	B_Fict_T_131	10	22	1	1,2987	0,22949	0	0	0	hv	0	0	0	0	0	0	False	1	1	True	100
225	T_131_lv	B_T131_4.2	B_Fict_T_131	3,33	4,2	1	3,87279	0,26573	0	0	-150	hv	0	0	0	0	0	0	False	1	1	True	100

ANEXO C. POTENCIA ACTIVA POR GENERADOR

Tabla 23 PandaPower_Hidrología seca: Potencia Activa en Sgen

	name	p_mw
0	G_EOLI_VILL_U1_U11	0,85
1	G_FOTO_GSOL_U1_U4	0
2	G_HEMB_BABA_U1	0
3	G_HEMB_MAZA_U1	0
4	G_HPAS_ABAN_U1	0
5	G_HPAS_ABAN_U3	0
6	G_HPAS_ALAO_U1_U4	0
7	G_HPAS_AMBI_U1	8
8	G_HPAS_CALO_U1_U2	0
9	G_HPAS_CHIL_U1_U2	0
10	G_HPAS_CHTB_U1_U2	0
11	G_HPAS_CMOR_U1_U2	0
12	G_HPAS_CUMB_U1_U4	10
13	G_HPAS_ECAR_U1	0
14	G_HPAS_GUAN_U6	0
15	G_HPAS_ILL1_U1_U2	2,5
16	G_HPAS_LPLA_U1_U3	0,4
17	G_HPAS_MAND_U1	0
18	G_HPAS_NAYO_U1_U2	13,2
19	G_HPAS_OCA _n _U1	0
20	G_HPAS_PAPA_U1	0
21	G_HPAS_PASO_U1_U2	0
22	G_HPAS_RBLA_U1	0
23	G_HPAS_RECU_U1	10,2
24	G_HPAS_SAUC_U1	0
25	G_HPAS_SAYM_U5	0
26	G_HPAS_SIBI_U1_U2	0
27	G_HPAS_SMCA_U1	0
28	G_TMCI_CCAS_U1_U4	0
29	G_TMCI_CES2_U1_U6	0
30	G_TMCI_DAYU_U1	0
31	G_TMCI_GHER_U1_U6	0
32	G_TMCI_GROC_U1_U8	0
33	G_TMCI_GUA2_U1	0
34	G_TMCI_GUA2_U4	0
35	G_TMCI_JARA_U10_U14	0
36	G_TMCI_JIV1_U1_U6	0
37	G_TMCI_JIV2_U1_U2	0
38	G_TMCI_JIV3_U1	0
39	G_TMCI_LAFA_U1_U4	0
40	G_TMCI_MAN2_U1_U12	0
41	G_TMCI_MIRA_U11_U12	0
42	G_TMCI_SEL2_U1_U53	0
43	G_TMCI_SEL3_U1	0
44	G_TMCI_TGUA_U1_U22	0
45	G_TMCI_TGUA_U26_U38	0
46	G_TTGA_EQUI_U1	0
47	G_TTGA_EQUI_U3	0
48	G_TTGA_MAC1_U2	0
49	G_TTGA_MAC2_TM1	0
50	G_TTGA_MAC2_TM4	0
51	G_TTGA_MAC2_TM5	0
52	G_TTVA_COAZ_U1	0
53	G_TTVA_ECOE_U1	0
54	G_TTVA_ISCA_U1	0
55	G_XFIC_PERU	0
	Psgen Total [MW]	45,15

Tabla 24 PandaPower_Hidrología seca: Potencia Activa en Gen

	name	p_mw
0	G_HEMB_DPER_U1	0
1	G_HEMB_MISF_U1	220,7782
2	G_HEMB_PAUT_U1	0
3	G_HEMB_PAUT_U6	220,7782
4	G_HEMB_PUCA_U1	0
5	G_HEMB_SOPL_U1	220,7782
6	G_HPAS_AGOY_U1	159,8
7	G_HPAS_ALAZ_U1	0
8	G_HPAS_CCS_U1	220,7782
9	G_HPAS_CHAL_U1	8,1
10	G_HPAS_DELS_U1	180
11	G_HPAS_DUE_U1	0
12	G_HPAS_GUAN_U1_U5	2
13	G_HPAS_HVIC_U1_U2	5,015
14	G_HPAS_ISIM_U1_U2	1,7
15	G_HPAS_LCAL_U1	0
16	G_HPAS_LESP_U1_U2	3,23
17	G_HPAS_LORE_U1	2,16
18	G_HPAS_NORM_U1	49,617
19	G_HPAS_PALM_U1	10,08
20	G_HPAS_PERL_U1	12,79374
21	G_HPAS_PHON_U1_U2	1,5675
22	G_HPAS_RCHI_U1_U2	2
23	G_HPAS_RVCH_U1	10,62
24	G_HPAS_SBAR_U1	51,3
25	G_HPAS_SFRA_U1	220,7781
26	G_HPAS_SIGC_U1	0
27	G_H_PUSUNO_I_U1	32,436
28	G_H_TOPO_U1	0
29	G_TMCI_CATA_U1_U2	1,35E-08
30	G_TMCI_DESC_U1	2,53E-08
31	G_TMCI_GUAN_U1_U6	2,53E-08
32	G_TMCI_LLIG_U1	2,53E-08
33	G_TMCI_MACA_U1	1,11E-08
34	G_TMCI_PAYA_U1	2,53E-08
35	G_TMCI_PEDE_U10_U15	2,53E-08
36	G_TMCI_PICH_U1	2,53E-08
37	G_TMCI_PROP_U1_U3	2,53E-08
38	G_TMCI_QUEV_U1	2,53E-08
39	G_TTGA_ASAN_TG1	2,38E-08
40	G_TTGA_ASAN_TG2	2,38E-08
41	G_TTGA_ATIN_AT1	1,59E-08
42	G_TTGA_ATIN_AT2	1,59E-08
43	G_TTGA_EGAR_TG5	1,46E-08
44	G_TTGA_GZEV_TG4	2,65E-08
45	G_TTGA_MAC1_U1	3,95E-08
46	G_TTGA_MIRA_TG1	3,95E-08
47	G_TTGA_SROS_TG1	3,95E-08
48	G_TTGA_VIC2_U1	3,95E-08
49	G_TTVA_ASAN_TV1	3,28E-08
50	G_TTVA_CESM_U1	3,28E-08
51	G_TTVA_TRIN_U1	3,28E-08
52	G_T_GGRE_U1_U5	3,95E-08
53	G_XFICTI_POMA	187,56
Pgen Total [MW]		1823,87

Tabla 25 PandaPower_Hidrología Iluviosa: Potencia Activa en Sgen

	name	p_mw
0	G_EOLI_VILL_U1_U11	0,85
1	G_FOTO_GSOL_U1_U4	0
2	G_HEMB_BABA_U1	0
3	G_HEMB_MAZA_U1	0
4	G_HPAS_ABAN_U1	0
5	G_HPAS_ABAN_U3	0
6	G_HPAS_ALAO_U1_U4	0
7	G_HPAS_AMBI_U1	8
8	G_HPAS_CALO_U1_U2	0
9	G_HPAS_CHIL_U1_U2	0
10	G_HPAS_CHTB_U1_U2	0
11	G_HPAS_CMOR_U1_U2	0
12	G_HPAS_CUMB_U1_U4	10
13	G_HPAS_ECAR_U1	0
14	G_HPAS_GUAN_U6	0
15	G_HPAS_ILL1_U1_U2	2,5
16	G_HPAS_LPLA_U1_U3	0,4
17	G_HPAS_MAND_U1	0
18	G_HPAS_NAYO_U1_U2	13,2
19	G_HPAS_OCA _n _U1	0
20	G_HPAS_PAPA_U1	0
21	G_HPAS_PASO_U1_U2	0
22	G_HPAS_RBLA_U1	0
23	G_HPAS_RECU_U1	10,2
24	G_HPAS_SAUC_U1	0
25	G_HPAS_SAYM_U5	0
26	G_HPAS_SIBI_U1_U2	0
27	G_HPAS_SMCA_U1	0
28	G_TMCI_CCAS_U1_U4	0
29	G_TMCI_CES2_U1_U6	0
30	G_TMCI_DAYU_U1	0
31	G_TMCI_GHER_U1_U6	0
32	G_TMCI_GROC_U1_U8	0
33	G_TMCI_GUA2_U1	0
34	G_TMCI_GUA2_U4	0
35	G_TMCI_JARA_U10_U14	0
36	G_TMCI_JIV1_U1_U6	0
37	G_TMCI_JIV2_U1_U2	0
38	G_TMCI_JIV3_U1	0
39	G_TMCI_LAFA_U1_U4	0
40	G_TMCI_MAN2_U1_U12	0
41	G_TMCI_MIRA_U11_U12	0
42	G_TMCI_SEL2_U1_U53	0
43	G_TMCI_SEL3_U1	0
44	G_TMCI_TGUA_U1_U22	0
45	G_TMCI_TGUA_U26_U38	0
46	G_TTGA_EQUI_U1	0
47	G_TTGA_EQUI_U3	0
48	G_TTGA_MAC1_U2	0
49	G_TTGA_MAC2_TM1	0
50	G_TTGA_MAC2_TM4	0
51	G_TTGA_MAC2_TM5	0
52	G_TTVA_COAZ_U1	0
53	G_TTVA_ECOE_U1	0
54	G_TTVA_ISCA_U1	0
55	G_XFIC_PERU	0
	Psgen Total [MW]	45,15

Tabla 26 PandaPower_Hidrología lluviosa: Potencia Activa en Gen

	name	p_mw
0	G_HEMB_DPER_U1	147,9651
1	G_HEMB_MISF_U1	147,9651
2	G_HEMB_PAUT_U1	147,9651
3	G_HEMB_PAUT_U6	147,9651
4	G_HEMB_PUCA_U1	76
5	G_HEMB_SOPL_U1	147,9651
6	G_HPAS_AGOY_U1	147,9651
7	G_HPAS_ALAZ_U1	0
8	G_HPAS_CCS_U1	147,9651
9	G_HPAS_CHAL_U1	8,1
10	G_HPAS_DELS_U1	147,9651
11	G_HPAS_DUE_U1	75,6
12	G_HPAS_GUAN_U1_U5	2
13	G_HPAS_HVIC_U1_U2	5,015
14	G_HPAS_ISIM_U1_U2	1,7
15	G_HPAS_LCAL_U1	0
16	G_HPAS_LESP_U1_U2	3,23
17	G_HPAS_LORE_U1	2,16
18	G_HPAS_NORM_U1	49,617
19	G_HPAS_PALM_U1	10,08
20	G_HPAS_PERL_U1	12,79374
21	G_HPAS_PHON_U1_U2	1,5675
22	G_HPAS_RCHI_U1_U2	2
23	G_HPAS_RVCH_U1	10,62
24	G_HPAS_SBAR_U1	51,3
25	G_HPAS_SFRA_U1	147,9651
26	G_HPAS_SIGC_U1	0
27	G_H_PUSUNO_I_U1	32,436
28	G_H_TOPO_U1	0
29	G_TMCI_CATA_U1_U2	3,88E-09
30	G_TMCI_DESC_U1	7,13E-09
31	G_TMCI_GUAN_U1_U6	7,13E-09
32	G_TMCI_LDIG_U1	7,13E-09
33	G_TMCI_MACA_U1	3,18E-09
34	G_TMCI_PAYA_U1	7,13E-09
35	G_TMCI_PEDE_U10_U15	7,13E-09
36	G_TMCI_PICH_U1	7,13E-09
37	G_TMCI_PROP_U1_U3	7,13E-09
38	G_TMCI_QUEV_U1	7,13E-09
39	G_TTGA_ASAN_TG1	6,72E-09
40	G_TTGA_ASAN_TG2	6,72E-09
41	G_TTGA_ATIN_AT1	4,55E-09
42	G_TTGA_ATIN_AT2	4,55E-09
43	G_TTGA_EGAR_TG5	4,18E-09
44	G_TTGA_GZEV_TG4	7,47E-09
45	G_TTGA_MAC1_U1	1,1E-08
46	G_TTGA_MIRA_TG1	1,1E-08
47	G_TTGA_SROS_TG1	1,1E-08
48	G_TTGA_VIC2_U1	1,1E-08
49	G_TTVA_ASAN_TV1	9,18E-09
50	G_TTVA_CESM_U1	9,18E-09
51	G_TTVA_TRIN_U1	9,18E-09
52	G_T_GGRE_U1_U5	1,1E-08
53	G_XFICTI_POMA	147,9651
Pgen Total [MW]		1823,87

Tabla 27 MatPower_Hidrología lluviosa: Potencia Activa Generada

	name	p_mw
0	G_HEMB_DPER_U1	147,965076
1	G_HEMB_MISF_U1	147,965076
2	G_HEMB_PAUT_U1	147,965076
3	G_HEMB_PAUT_U6	147,965076
4	G_HEMB_PUCA_U1	75,9999998
5	G_HEMB_SOPL_U1	147,965076
6	G_HPAS_AGOY_U1	147,965075
8	G_HPAS_CCS_U1	147,965077
9	G_HPAS_CHAL_U1	8,09999988
10	G_HPAS_DELS_U1	147,965076
11	G_HPAS_DUE_U1	75,5999998
12	G_HPAS_GUAN_U1_U5	1,99999989
13	G_HPAS_HVIC_U1_U2	5,01499988
14	G_HPAS_ISIM_U1_U2	1,69999989
16	G_HPAS_LESP_U1_U2	3,22999988
17	G_HPAS_LORE_U1	2,15999989
18	G_HPAS_NORM_U1	49,6169998
19	G_HPAS_PALM_U1	10,0799999
20	G_HPAS_PERL_U1	12,7937399
21	G_HPAS_PHON_U1_U2	1,56749989
22	G_HPAS_RCHI_U1_U2	1,99999989
23	G_HPAS_RVCH_U1	10,6199999
24	G_HPAS_SBAR_U1	51,2999998
25	G_HPAS_SFRA_U1	147,965076
27	G_H_PUSUNO_I_U1	32,4359999
53	G_XFICTI_POMA	147,965076
Pgen Total [MW]		1823,87

Tabla 28 MatPower_Hidrología seca: Potencia Activa Generada

	name	p_mw
1	G_HEMB_MISF_U1	220,778155
3	G_HEMB_PAUT_U6	220,778156
5	G_HEMB_SOPL_U1	220,778156
6	G_HPAS_AGOY_U1	159,799999
8	G_HPAS_CCS_U1	220,778156
9	G_HPAS_CHAL_U1	8,09999973
10	G_HPAS_DELS_U1	179,999999
12	G_HPAS_GUAN_U1_U5	1,99999974
13	G_HPAS_HVIC_U1_U2	5,01499973
14	G_HPAS_ISIM_U1_U2	1,69999974
16	G_HPAS_LESP_U1_U2	3,22999974
17	G_HPAS_LORE_U1	2,15999974
18	G_HPAS_NORM_U1	49,6169997
19	G_HPAS_PALM_U1	10,0799997
20	G_HPAS_PERL_U1	12,7937397
21	G_HPAS_PHON_U1_U2	1,56749974
22	G_HPAS_RCHI_U1_U2	1,99999974
23	G_HPAS_RVCH_U1	10,6199997
24	G_HPAS_SBAR_U1	51,2999997
25	G_HPAS_SFRA_U1	220,778145
27	G_H_PUSUNO_I_U1	32,4359997
53	G_XFICTI_POMA	187,559998
Pgen Total [MW]		1823,87