ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA

HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA CÁLCULO DE FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA, CONSIDERANDO DIFERENTES FORMULACIONES AC, DC Y LINEALIZACIÓN DE LA FUNCIÓN OBJETIVO

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN "INGENIERÍA ELÉCTRICA"

RICARDO DAVID NORIEGA ACOSTA

ricardo.noriega@epn.edu.ec

DIRECTOR: DR. NELSON VICTORIANO GRANDA GUTIÉRREZ

nelson.granda@epn.edu.ec

DMQ, febrero 2022

CERTIFICACIONES

Yo, RICARDO DAVID NORIEGA ACOSTA 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.

RICARDO DAVID NORIEGA ACOSTA

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por RICARDO DAVID NORIEGA ACOSTA, bajo mi supervisión.

DR. NELSON GRANDA
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como los productos resultantes 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.

RICARDO DAVID NORIEGA ACOSTA

DIRECTOR: DR. NELSON VICTORIANO GRANDA GUTIÉRREZ

DEDICATORIA

Dedico este trabajo principalmente a mis padres, Pablo Noriega y Narcisa Acosta quienes estuvieron siempre apoyándome a lo largo de todo este camino dentro de tan prestigiosa Universidad. También a mis hermanos por su apoyo, compañía y siempre su palabra de aliento para seguir adelante. A todos los demás familiares y conocidos que siempre estuvieron brindándome su apoyo de alguna u otra manera para no desfallecer y llegar a feliz término de este proceso en la Escuela Politécnica Nacional.

AGRADECIMIENTO

Quiero expresar mis sinceros agradecimientos a todos los amigos y compañeros que hicieron parte de todo este proceso que fue la Universidad, gracias a todos los profesores que impartieron sus conocimientos, anécdotas y amistad ya que con todas esas experiencias he llegado a una formación integral.

ÍNDICE DE CONTENIDO

RESUMEN

En el presente Trabajo de Integración Curricular (**TIC**) se implementan, en una herramienta computacional en lenguaje Python, modelos matemáticos y métodos computacionales para la solución del Flujo Óptimo de Potencia **(OPF)**. La herramienta computacional es aplicada al Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano (**SNI**) y los resultados obtenidos son comparados con los obtenidos por los programas computacionales PandaPower y Matpower, de libre acceso.

Los modelos implementados son: i) OPF-DC tradicional, que no considera pérdidas de potencia activa, ii) OPF-DC modificado de manera que considere el efecto de las pérdidas de potencia activa, iii) OPF-AC considerando función de costos cuadrática, y, iv) OPF-AC con linealización de la función de costos; estos modelos determinan el parque de generación de mínimo costo necesario para satisfacer la demanda total. Este proceso implica el manejo de gran cantidad de datos y complejos algoritmos de optimización, por tal razón, se hace necesario el uso de una herramienta computacional que facilite el proceso.

El presente trabajo presenta la formulación e implementación de los modelos OPF-AC y OPF-DC haciendo uso de la librería PYOMO de Python. La herramienta computacional es aplicada a los sistemas IEEE de 14 barras y SNI ecuatoriano, obteniéndose excelentes resultados . validados mediante programas académicos de libre acceso como PandaPower y Matpower.

ABSTRACT

In this Curriculum Integration Work **(TIC)**, mathematical models and computational methods for the solution of the Optimal Power Flow **(OPF)** are implemented in a computational tool in Python language. The computational tool is applied to the Ecuadorian National Interconnected System **(SNI)** and the results obtained are compared with those obtained by the free access computer programs PandaPower and Matpower. The implemented models are: i) traditional OPF-DC, which does not consider active power losses, ii) modified OPF-DC so that it considers the effect of active power losses, iii) OPF-AC considering quadratic cost function, and, iv) OPF-AC with linearization of the cost function; These models determine the minimum cost generation park necessary to satisfy the total demand. This process implies the handling of a large amount of data and complex optimization algorithms, for this reason, the use of a computational tool that facilitates the process is necessary. This paper presents the formulation and implementation of the OPF-AC and OPF-DC models using the PYOMO Python library. The computational tool is applied to the IEEE 14-bar systems and the Ecuadorian SNI, obtaining excellent results. validated through free access academic programs such as PandaPower and Matpower.

1 INTRODUCCIÓN

La industria eléctrica ha sufrido cambios significativos, la demanda existente en algunos lugares ha superado a la capacidad de generación y a la infraestructura de transmisión. Por estas razones se han desarrollado y aplicado diversos métodos de optimización en la operación, análisis y planificación de los sistemas eléctricos. El Flujo Óptimo de Potencia (***OPF***) busca optimizar una función objetivo de costo, planificación o confiabilidad, sin sobrepasar los límites técnicos impuestos por la red eléctrica, equipos y demás restricciones [1].

Los métodos utilizados para resolver un OPF varían considerablemente dependiendo de la modelación matemática. Por tanto, hasta el momento no existe una única forma de resolver los diferentes problemas y requerimientos de OPF [2].

El OPF resuelve, de manera simultánea, el problema de Despacho Económico **(*DE*)** con el problema de cálculo de flujos de potencia en un sistema eléctrico. El DE no toma en cuenta los detalles de la red eléctrica a la que están conectados los generadores. La determinación de pérdidas de potencia activa y/o reactiva es parte del flujo de potencia convencional, por lo tanto, en un OPF no existe necesidad de calcularlas explícitamente [2]. Por otro lado, el DE permite determinar la generación requerida, con mínimo costo que permite satisfacer la demanda existente y solventar las pérdidas del sistema.

Para implementar la herramienta computacional que permite resolver un OPF se utilizará la librería Pyomo que permite modelar diferentes problemas de optimización tomando en cuenta: variables, restricciones, función objetivo, ecuaciones lineales y no lineales; además, permite obtener datos directamente de Excel. Pyomo emplea modelos abstractos, que son modelos definidos sin datos, que serán luego inicializados dentro de la programación, y modelos concretos, usados en el presente trabajo, que son modelos con datos definidos e inicializados en la herramienta computacional.

1.1 Objetivo general

Elaborar una herramienta computacional para el cálculo de Flujos Óptimos de Potencia, considerando diferentes formulaciones AC, DC y linealización de la función objetivo.

1.2 Objetivos específicos

1. Implementar el modelo OPF-DC que permita analizar el efecto de las pérdidas de potencia activa, utilizando la librería PYOMO de PYTHON
2. Implementar el modelo OPF-AC considerando función cuadrática de costos de generación, utilizando la librería PYOMO de Python
3. Implementar el modelo OPF-DC considerando la linealización de la función de costos de generación, utilizando la librería de PYOMO de PYTHON
4. Aplicar la herramienta computacional desarrollada al Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano.

1.3 Alcance

El presente Trabajo de Integración Curricular (***TIC***) contempla:

- Una investigación bibliográfica relacionada con la formulación matemática y métodos de solución del OPF. Se recopilan y analizan los algoritmos matemáticos más utilizados para la solución del problema descritos en libros, tesis de grado, artículos técnicos, etc.
- Familiarización con el lenguaje de programación PYTHON y la librería PYOMO, necesarias para la elaboración de la herramienta computacional. Es también necesario conocer el funcionamiento de los programas PandaPower y Matpower que servirán como referencia para comparar los resultados obtenidos al aplicar la herramienta desarrollada.
- Se implementa el modelo OPF-DC convencional utilizando la librería Pyomo. Debido a que la formulación OPF-DC convencional no considera las pérdidas de potencia activa en la red eléctrica, se realizan las modificaciones necesarias para incluir el efecto de las pérdidas.
- Se implementa el modelo OPF-AC utilizando la librería Pyomo. El modelo considera la modelación de costos de operación mediante funciones cuadráticas de costo y las restricciones técnicas asociadas a la red eléctrica modelada mediante ecuaciones de corriente AC.

- Se implementa el modelo OPF-AC, considerando la linealización de las funciones de costo de los generadores, utilizando la librería Pyomo. El OPF-AC con función de costos cuadrática requiere usar solucionadores especializados que usualmente toman más tiempo en resolver el problema. Por esta razón, se investigarán metodologías para linealizar la función de costos.
- Se aplican los algoritmos implementados al Sistema Nacional Interconectado. Se consideran escenarios operativos con hidrología seca y lluviosa en periodo de demanda máxima. Los resultados obtenidos son comparados con los obtenidos al usar los programas PandaPower y Matpower.

1.4 Marco teórico

En esta sección se presenta la modelación matemática y los diferentes métodos de solución de OPF, así como una descripción de los paquetes computacionales utilizados para la implementación de la herramienta computacional objetivo del presente trabajo.

1.4.1 Flujo Óptimo de Potencia (OPF)

El OPF se propuso a principios de la década de 1960, como una extensión del problema de despacho económico; generalmente se expresa como un problema de optimización con función objetivo y restricciones no lineales [3], que representan la operación del Sistema Eléctrico de Potencia (***SEP***) en estado estable. El OPF es un problema de optimización complejo y muy grande, cuyo objetivo principal es minimizar el costo de la generación de energía [4]. Los resultados del OPF deben brindar una operación segura del sistema y encontrar el punto en el cual la operación es óptima.

Las principales áreas donde se utiliza OPF son la operación y la planificación del SEP [5], [6], donde las soluciones determinan valores óptimos para un conjunto de variables de control y estado, sujetas a las restricciones de gestión del sistema de potencia [7]. A diferencia del flujo de potencia convencional, que sirve para determinar el estado del sistema partiendo de la potencia generada y consumida en todos los nodos y el estado de la red eléctrica, un OPF permite obtener los valores de ciertas variables de control que optimizan una función objetivo. cuantificando así el valor de las variables de la función objetivo. [8].

La precisión del flujo de potencia convencional es muy alta, pero la velocidad de cálculo puede ser baja. En el análisis del Despacho Económico (***DE***) del sistema de potencia, debido a su complejidad y no linealidad, la precisión no es alta y los resultados pueden opacar los parámetros relevantes [4]. La velocidad de resolución es el tema más

preocupante en los grandes SEP [9], [10]. Por otro lado, el Flujo Óptimo de Potencia de Corriente Continua (***OPF-DC***) es una solución ampliamente utilizada porque emplea una formulación lineal de solución más sencilla y rápida.

El OPF se limita a encontrar la configuración operativa óptima del SEP, ya que optimiza la función objetivo del sistema que puede ser: costo total de generación, pérdidas del sistema, desviación del voltaje de las barras, capacidad de las unidades de generación, número de acciones de control, etc.; la seguridad del sistema y las restricciones operativas de los equipos se logran simultáneamente con eliminación de carga. El enfoque para resolver el proceso suele ser el siguiente [11]:

- Problema lineal: la función objetivo y las restricciones son lineales y tienen variables de control continuas.
- Problema no lineal: la función objetivo y las restricciones son no lineales, con variables de control continuas.
- Problema entero mixto lineal: involucra variables de control discretas y continuas, así como función objetivo y restricciones lineales .
- Problema entero mixto no lineal: involucra variables de control discretas y continuas, así como función objetivo y restricciones no lineales [9].

1.4.2 Modelación matemática del flujo óptimo de potencia de corriente continua (OPF-DC)

El OPF-DC se utiliza para determinar el flujo de potencia y se caracteriza porque no se consideran las pérdidas en la línea y el resultado se concentra en la potencia activa. OPF-DC es un método mediante el cual se pueden determinar las necesidades de los proveedores (que quieren vender energía al precio más alto posible y los compradores que quieren comprar energía al precio más bajo posible) [14]. EL OPF-DC se lo puede formular teniendo en cuenta las restricciones del sistema, usando un flujo de potencia DC. Este tipo de cálculo se lo utiliza en muchos tipos de estudios, y nos brinda una buena aproximación al flujo de potencia AC, pero este flujo DC es mucho más rápido y fácil de configurar y solucionar. Con el fin de mejorar la operación de un sistema eléctrico se realiza un análisis de los sistemas de potencia en confiabilidad, seguridad y economía. El estudio permite conocer si el voltaje, flujos de potencia y generación garantizan un servicio que satisfaga a la demanda del sistema [21].

1.4.2.1 Función Objetivo:

$$FO = min \sum_{i=1}^{N_{gen}} F_i(P_{gen\,i}) \quad (1.1)$$

Donde:

$F_i(P_{gen\,i})$	Función de costo de generación de la unidad i, en [$/h]
N_{gen}	Número de generadores

La función de costo de generación viene dada por:

$$F_i(P_{gen\,i}) = a_i * P_{gen_i}^2 + b_i * P_{gen_i} + c_i \quad [\$/h] \quad (1.2)$$

Donde:

a_i	Coeficiente de costos cuadrática
b_i	Coeficiente de costos lineal
c_i	Coeficiente de costos constante

1.4.2.2 Restricciones de Igualdad:

- *Restricción de balance nodal de potencia*

$$P_{gen\,i} - P_{load\,i} = \sum_{j=1}^{N_{bus} \in \Psi} P_{ij} \qquad \forall i \in N_{bus} \quad (1.3)$$

Donde:

$P_{gen\,i}$	Potencia activa generada por la unidad conectada a la barra i [MW]
$P_{load\,i}$	Potencia activa de demanda conectada a la barra i [MW]
N_{bus}	Número de barras
Ψ	Conjunto de barras con conexión eléctrica a la barra j
P_{ij}	Potencia activa transmitida desde la barra *i* hasta la barra j [MW]

- *Flujo de Potencia activa a través de enlaces de Transmisión*

$$P_{ij} = B_{ij}(\theta_i - \theta_j) \qquad \forall i = 1, 2, 3 \dots N_{bus}, j \in \Psi \tag{1.4}$$

Donde:

P_{ij}	Flujo de potencia activa transmitida desde la barra i hasta la barra j [MW]
B_{ij}	Susceptancia del enlace de transmisión entre la barra i hasta la barra j [MW]
θ_i	Ángulo del voltaje en la barra i [rad]

- *Barra Slack*

$$\theta_{slack} = 0 \tag{1.5}$$

Donde:

θ_{slack}	Ángulo del Voltaje en la barra oscilante (slack) debe ser igual a 0 [rad]

1.4.2.3 Restricciones de Desigualdad

- *Restricción de límites de potencia activa de los generadores*

$$P_{gen}^{min}{}_i \leq P_{gen\,i} \leq P_{gen}^{max}{}_i \qquad \forall \boldsymbol{i} \in N_{gen} \tag{1.6}$$

Donde:

$P_{gen}^{min}{}_i$	Potencia activa mínima de generación de la unidad conectada a la barra i [MW]
$P_{gen}^{max}{}_i$	Potencia activa máxima de generación de la unidad conectada a la barra i [MW]

- *Restricción de flujo de potencia a través de enlaces de transmisión.*

$$P_{ij}^{min} \leq P_{ij} \leq P_{ij}^{max} \qquad i, j = 1, 2, 3 \dots N_{bus}\,; i \neq j \tag{1.7}$$

Donde:

P_{ij}^{min}	Potencia activa mínima de transferencia desde la barra i hasta la barra j [MW]
P_{ij}^{max}	Potencia activa máxima de transferencia desde la barra i hasta la barra j [MW]

1.4.3 Modelación matemática del OPF-DC considerando pérdidas de potencia activa.

El OPF-DC convencional, a pesar de incluir las restricciones técnicas de la red eléctrica, no incluye a las pérdidas en su formulación matemática. Las pérdidas en la red eléctrica deben considerarse ya que modifican el balance de potencia del SEP y afectan al suministro de energía eléctrica a la carga, por tanto, es necesario modificar la formulación convencional para incluir las pérdidas de potencia activa, logrando que los resultados del OPF-DC sean más precisos, acercándose a los resultados de un OPF-AC [15].

El proceso para incluir las pérdidas se indica a continuación: partiendo de la ecuación de flujo de potencia activa por una Línea de Transmisión (***L/T***):

$$P_{ij} = V_i^2 g_{ij} - V_i V_j [g_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + b_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) \quad (1.8)$$

Donde:

P_{ij}	Flujo de potencia activa a través de L/T conectada desde barra i hasta la barra j [MW]
V_i	Voltaje en barra i
V_j	Voltaje en barra j
g_{ij}	Conductancia de la L/T conectada desde la barra i hasta la barra j [1/Ω]
b_{ij}	Susceptancia de la L/T conectada desde la barra i hasta la barra j [1/Ω]
θ_i	Ángulo de voltaje en barra i [rad]
θ_j	Ángulo de voltaje en barra j [rad]

Las pérdidas de potencia activa pueden ser representadas como:

$$PL_{ij} = P_{ij} + P_{ji} = (V_i^2 + V_j^2) g_{ij} - 2 V_i V_j g_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) \quad (1.9)$$

La formulación de flujo de potencia de corriente continua considera que la magnitud de los voltajes es igual a 1 [p.u.], y la diferencia de ángulos a través de la L/T es típicamente pequeña. La ecuación se reduce a:

$$PL_{ij} = 2g_{ij} - 2g_{ij}\cos(\theta_i - \theta_j) \quad (1.10)$$

Aplicando series de Taylor, la ecuación puede ser formulada como:

$$\cos(\theta_i - \theta_j) \approx 1 - 0.5(\theta_i - \theta_j)^2 \quad (1.11)$$

Sustituyendo (11) en (10), las pérdidas de potencia activa en las L/Ts pueden ser aproximadamente representadas por:

$$PL_{ij} \approx g_{ij}(\theta_i - \theta_j)^2 \quad (1.12)$$

Por lo tanto, la ecuación del OPF-DC modificada es:

- *Restricción de balance nodal de potencia*

$$P_{gen\ i} - P_{load\ i} - PL_{ij} = \sum_{j=1}^{N_{bus} \in \Psi} P_{ij} \qquad \forall i \in N_{bus} \quad (1.13)$$

1.4.4 Modelación matemática del flujo óptimo de potencia de corriente alterna (OPF-AC).

El Flujo de Potencia Óptimo de Corriente Alterna (***OPF-AC***) basado en el método de Newton trata de encontrar la magnitud de los voltajes de barra, así como la potencia activa y reactiva de cualquier generador para optimizar (minimizar) los costos operativos y satisfacer diferentes restricciones.

Para resolver un OPF-AC se necesita tener en cuenta el flujo de potencia activa y reactiva en la red eléctrica. Por tanto, la formulación matemática del OPF-AC es la siguiente:

1.4.4.1 Función Objetivo:

$$FO = min \sum_{i=1}^{N_{bus}} F_i(P_{gen\ i}) \quad (1.14)$$

Donde:

$F_i(P_{gen\ i})$	Función de costo de generación de la unidad i, en [$/h]

N_{gen}	Número de generadores

La función de costo de generación viene dada por:

$$F_i(P_{gen\ i}) = a_i * P_{gen_i}^2 + b_i * P_{gen_i} + c_i \quad [\$/h] \tag{1.15}$$

Donde:

a_i	Coeficiente de costos cuadrática
b_i	Coeficiente de costos lineal
c_i	Coeficiente de costos constante

1.4.4.2 Restricciones de igualdad.

- *Restricción de balance nodal de potencia activa*

$$\sum_{i=1}^{N_{bus}} P_{gen\ i} - P_{load\ i} = \sum_{i,j=1}^{N_{bus}} P_{ij} = Real\left\{V_i\left(\sum_{j=1}^{N_{bus}} Y_{ij}V_j\right)^*\right\} \tag{1.16}$$

Donde:

$P_{gen\ i}$	Potencia activa generada por la unidad conectada a la barra i [MW]
$P_{load\ i}$	Potencia activa de demanda conectada a la barra i [MW]
N_{bus}	Número de barras
V_i	Magnitud de voltaje en la barra i
V_j	Magnitud de voltaje en la barra j
Y_{ij}	Admitancia entre la barra i y la barra j

- *Restricción de balance nodal de potencia reactiva*

$$\sum_{i=1}^{N_{bus}} Q_{gen\ i} - Q_{load\ i} = \sum_{i,j=1}^{N_{bus}} Q_{ij} = Imag\left\{V_i\left(\sum_{j=1}^{N_{bus}} Y_{ij}V_j\right)^*\right\} \tag{1.17}$$

Donde:

$Q_{gen\ i}$	Potencia reactiva generada por la unidad conectada a la barra i [MVAr]
$Q_{load\ i}$	Potencia reactiva de demanda conectada a la barra i [MVAr]
Q_{ij}	Potencia reactiva transmitida desde la barra i hasta la barra j

- *Barra Slack*

$$\theta_{slack} = 0 \quad (1.18)$$

Donde:

θ_{slack}	Ángulo del Voltaje en la barra oscilante (slack) debe ser igual a 0 [rad]

1.4.4.3 Restricciones de Desigualdad

- *Restricción de límites de potencia activa de los generadores*

$$P_{gen\ i}^{min} \leq P_{gen\ i} \leq P_{gen\ i}^{max} \qquad \forall\ i = 1, 2, 3 \dots N_{bus} \quad (1.19)$$

Donde:

$P_{gen\ i}^{min}$	Potencia activa mínima de generación de la unidad conectada a la barra i
$P_{gen\ i}^{max}$	Potencia activa máxima de generación de la unidad conectada a la barra i

- *Restricción de límites de potencia reactiva de los generadores*

$$Q_{gen\ i}^{min} \leq Q_{gen\ i} \leq Q_{gen\ i}^{max} \qquad \forall\ \ i = 1, 2, 3 \dots N_{bus} \quad (1.20)$$

Q_{gen}^{min}	Potencia Reactiva Mínima de Generación de la Unidad conectada a la barra i
$Q_{gen\ i}^{max}$	Potencia Reactiva Máxima de Generación de la Unidad conectada a la barra i

- *Restricción de límites de magnitud de voltaje en barras*

$$V_{i}^{min} \leq V_i \leq V_{i}^{max} \qquad \forall\ \ i = 1, 2, 3 \dots N_{bus} \quad (1.21)$$

Donde:

V_i^{min}	Magnitud de Voltaje Mínimo en la barra i
V_i^{max}	Magnitud de Voltaje Máximo en la barra i

- *Límite de voltaje*

$$-180 \leq \theta \leq 180 \quad (1.22)$$

Donde:

θ	Ángulo del Voltaje en barra

- *Restricción de límites de transmisión de potencia activa en L/Ts*

$$P_{ij}^{min} \leq P_{ij} = Real\left\{V_i\left[\left(V_i - V_j\right)y_{ij} + V_i^2 y_{carga_{ij}}\right]^*\right\} \leq P_{ij}^{max}, \forall\ i, j = 1, 2, 3 \ldots N_{bus} \quad (1.23)$$

Donde*:*

P_{ij}^{min}	Potencia Activa Mínima Transmitida desde la barra i hasta la barra j
P_{ij}^{max}	Potencia Activa Máxima Transmitida desde la barra i hasta la barra j

- *Restricción de límites de transmisión de potencia aparente en transformadores*

$$S_{ij}^{min} \leq S_{ij} = abs\left\{V_i\left[\left(V_i - V_j\right)y_{ij} + V_i^2 y_{carga_{ij}}\right]^*\right\} \leq S_{ij}^{max}, \forall\ i, j = 1, 2, 3 \ldots N_{bus} \quad (1.24)$$

Donde:

S_{ij}^{min}	Potencia aparente mínima transmitida desde la barra i hasta la barra j
S_{ij}^{max}	Potencia aparente máxima transmitida desde la barra i hasta la barra j

1.4.5 Modelación matemática del OPF-AC con función de costos linealizada.

Muchas empresas eléctricas optan por representar las funciones de costos de generación como funciones lineales de varios segmentos. El método usado en el presente trabajo para realizar la linealización es una función propia de Pyomo. Esta función toma una lista de puntos de interrupción y valores de la función que describen una función lineal por partes y transforma estos datos de entrada en un bloque de variables y restricciones que imponen una relación lineal por partes entre las variables de entrada y salida. En general, esta transformación requiere el uso de variables de decisión. Esta función necesita parámetros como los nombres de generadores, las potencias máximas y mínimas de cada generador, el número de generadores y la función objetivo [17].

La linealización la realiza internamente Pyomo con la utilización de los siguientes comandos:

pw_pts.- es un diccionario de listas o una sola lista que define el conjunto de puntos de corte del domino para la linealización por partes.

pw_constr_type='EQ'. - la variable tiene el mismo número de segmentos de la función por partes.

f_rule. – es la función objetivo.

pw_repn. – Indica el tipo de representación por partes. Esto puede influir de gran manera en el rendimiento del solucionador [18].

1.4.6 PYOMO

Es una librería de código abierto y libre acceso, que permite la modelación de diferentes problemas de optimización. Para el presente trabajo la función objetivo será minimizar la función de costos de generación sistema, para lo cual se utilizará solucionadores como: "**ipopt**" el cual es una librería que permite la optimización de sistemas no lineales, que utiliza entre otros modelos, aproximaciones de Newton [18]. Los objetos de modelado de la librería Pyomo están integrados en Python, que es un lenguaje de programación de alto nivel y que tiene un amplio conjunto de librerías.

1.4.7 MATPOWER

Matpower fue desarrollado en la Universidad de Cornell en base a la necesidad de realizar flujos de potencia en Matlab y también de resolver Flujos Óptimos de Potencia. El programa trae diversos casos de estudio generales y estandarizados de la IEEE en estado estable [19]. Entre los casos de estudio está el modelo de 14 barras de la IEEE para resolver OPF-AC y OPF-DC, con el cual se realizará la comparación de resultados obtenidos de la herramienta implementada en el presente trabajo.

1.4.8 PANDAPOWER

PandaPower es una librería de análisis de SEP, basada en la librería de análisis de datos Pandas y en la herramienta de análisis de sistemas eléctricos PyPower para crear un programa para la optimización de redes en sistemas eléctricos [20].

PandaPower permite resolver problemas OPF-AC y OPF-DC a través de la interfaz con PyPower o PowerModel.jl. Los costos, la flexibilidad y las restricciones se configuran a través de estructuras de datos de PandaPower que se convierten internamente a estructuras de datos PyPower o PowerModels.jl, que realizan la optimización. La función de costo para cada inyección o retiro de energía se puede definir mediante funciones de costo lineales o polinomiales [20].

2 METODOLOGÍA

La herramienta T.I.C. del presente trabajo fue desarrollada en el entorno de desarrollo Spyder para el lenguaje Python, este posee funciones de edición, depuración y un entorno informático numérico.

2.1 Descripción del código desarrollado

A continuación, se presenta una explicación de código desarrollado y la implementación de los diferentes métodos y formulación matemática utilizada. Se han creado diferentes ‘script’ o funciones en Python para la solución de los diferentes modelos matemáticos.

2.1.1 OPF-DC convencional.

El archivo ‘ejecutable.py’ es el script principal que arranca el programa y llama a las diferentes funciones creadas como se observa en la Figura 2.1. Desde el archivo

‘ejecutable.py’ se accede a la carpeta FOP donde se guardan todas las funciones creadas para el programa.

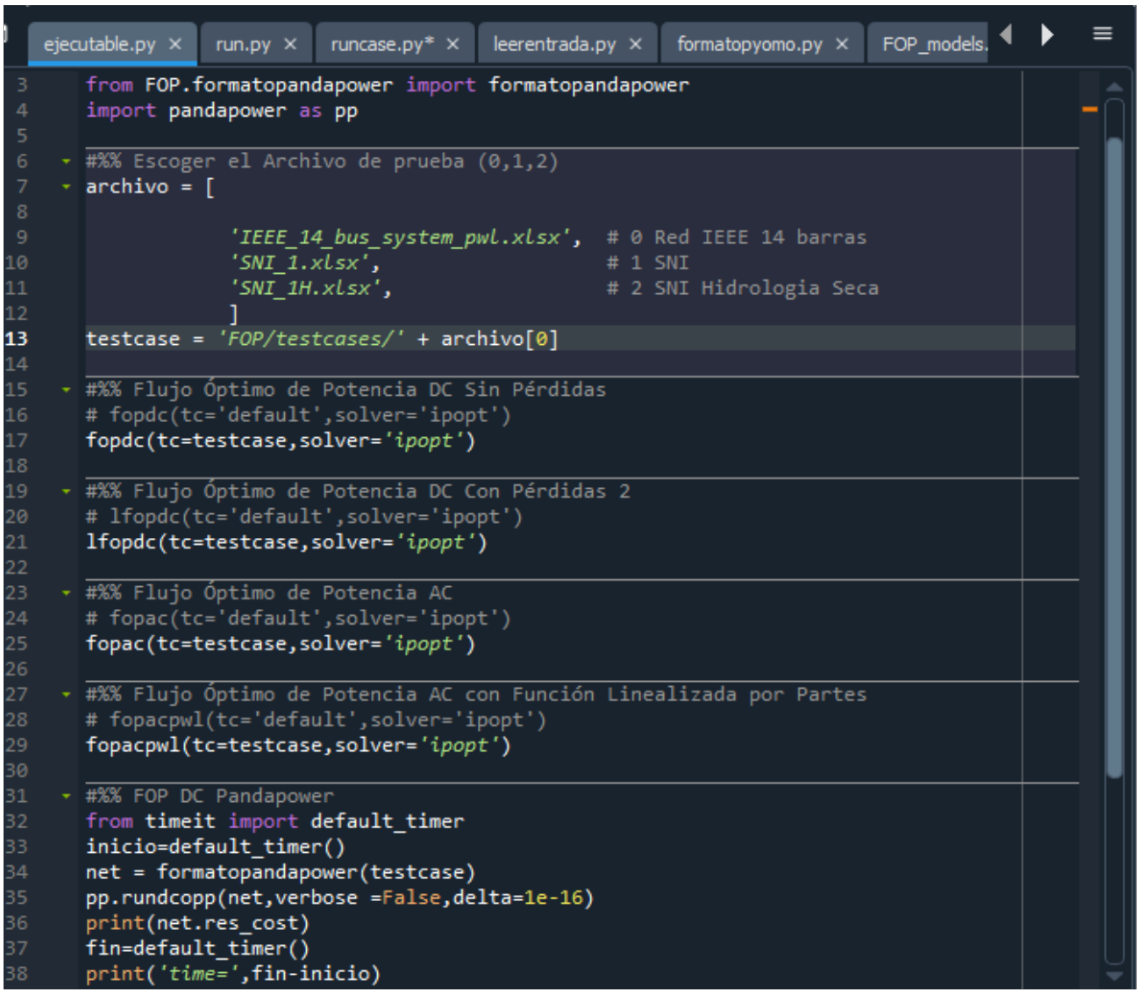

Figura 2.1. Archivo ‘ejecutable.py’

Las funciones donde se implementan los modelos matemáticos son:

- ***fopdc:*** OPF-DC convencional
- ***lfopdc***: OPF-DC considerando pérdidas de potencia activa
- ***fopac***: OPF-AC con función de costos cuadrática
- ***fopacpwl:*** OPF-AC con función de costos linealizada por partes.

Se escoge el modelo que se quiere ejecutar en este caso será primero el ‘fopdc’. Luego empieza a correr la siguiente función que es ‘run.py’ como se observa en la Figura 2.2.

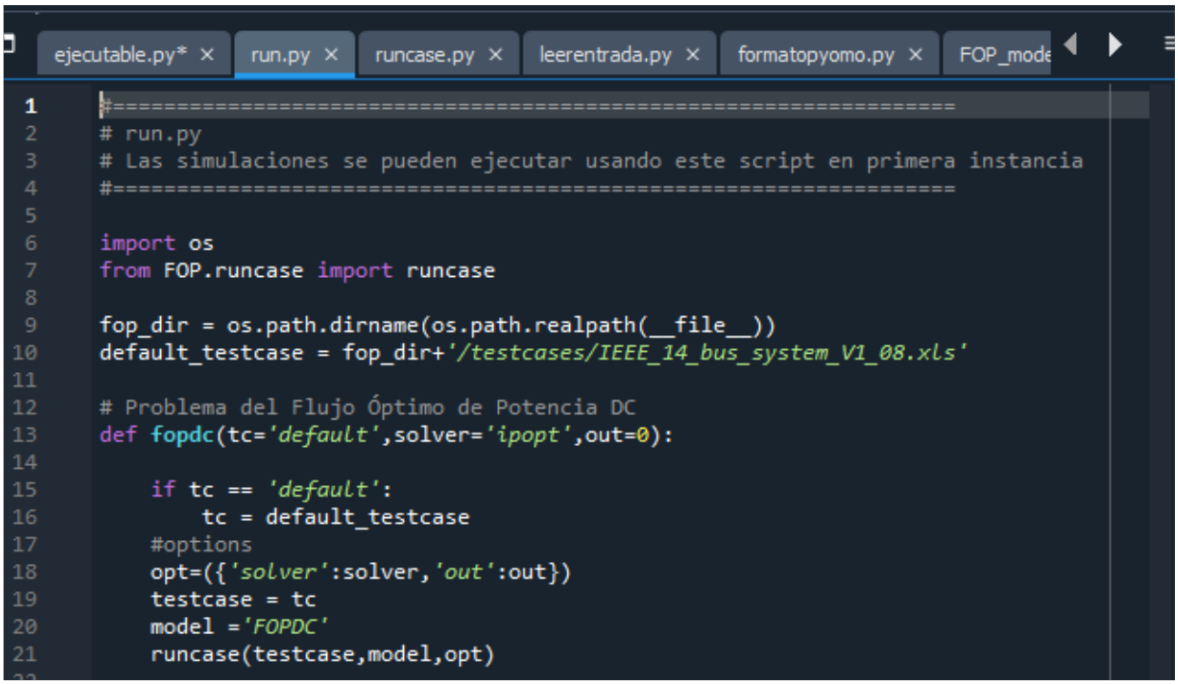

Figura 2.2. Función ‘run.py’

En la Figura 2.2 se observa al inicio como se llama a otra función llamada ‘runcase.py’ que empezará a correr el momento que el programa lo llame. En la línea 9 se obtiene la dirección exacta de donde se están ejecutando los archivos.

En la línea 13 se define la función ‘fopdc’ con la función ‘def’ y a la cual se le pasa los argumentos. Se define a *tc=’default’* el cual va a escoger el archivo Excel del cual va a leer los datos y *solver=’ipopt’* que es el solucionador que se va a utilizar. Luego se definiendo las variables que se van a usar para que sirvan en los siguientes subprogramas.

Una vez que se ejecute, siguiente función que es ‘runcase.py’ como se observa en a Figura 2.3.

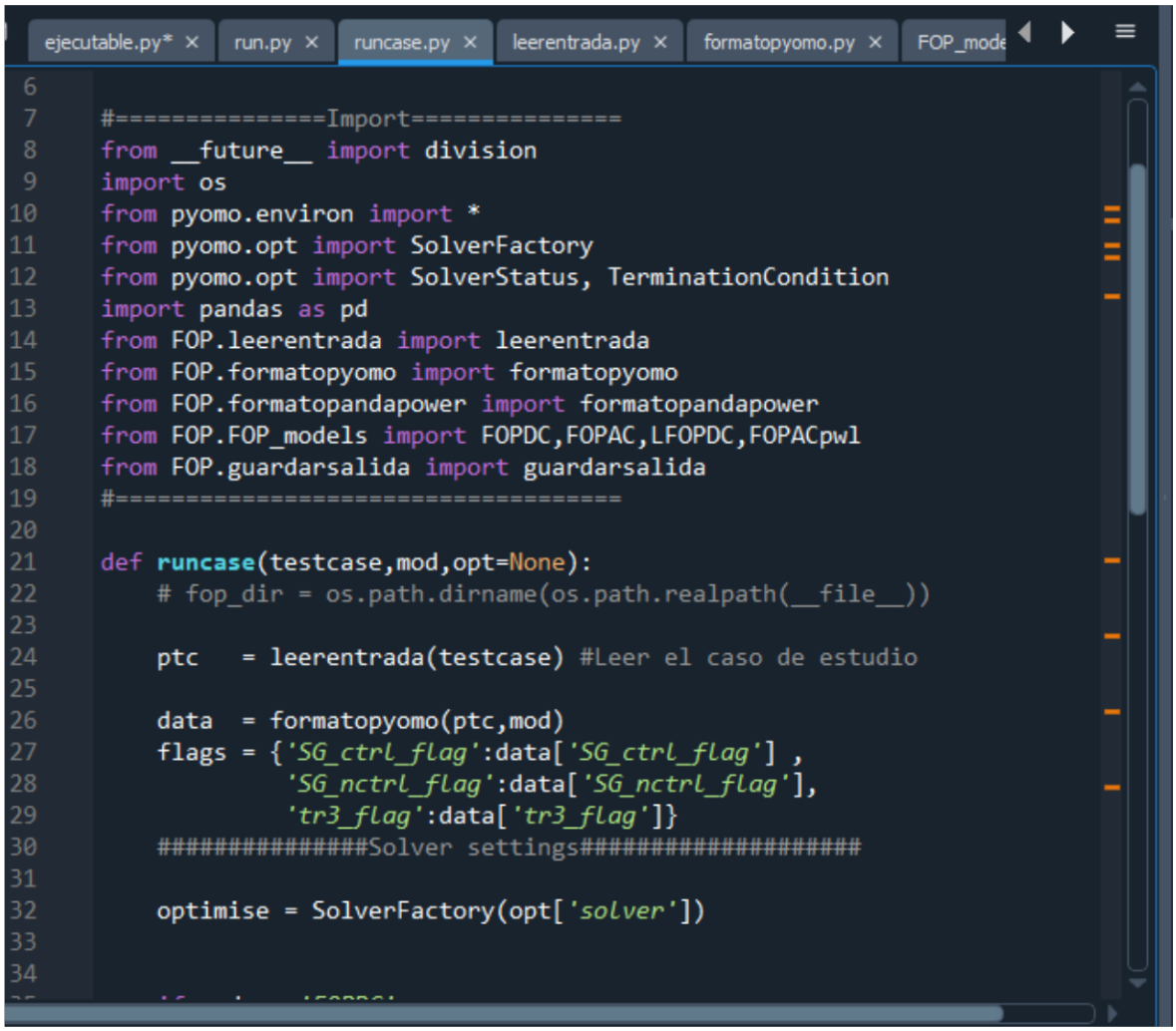

Figura 2.3. Función ‘runcase.py’

Aquí se llama de igual manera a funciones que ayudan a seguir resolviendo el problema, en la línea 21 se define ‘runcase’. Luego se pasa una nueva función que es ‘leerentrada’ la cual podemos observar en la Figura 2.4.

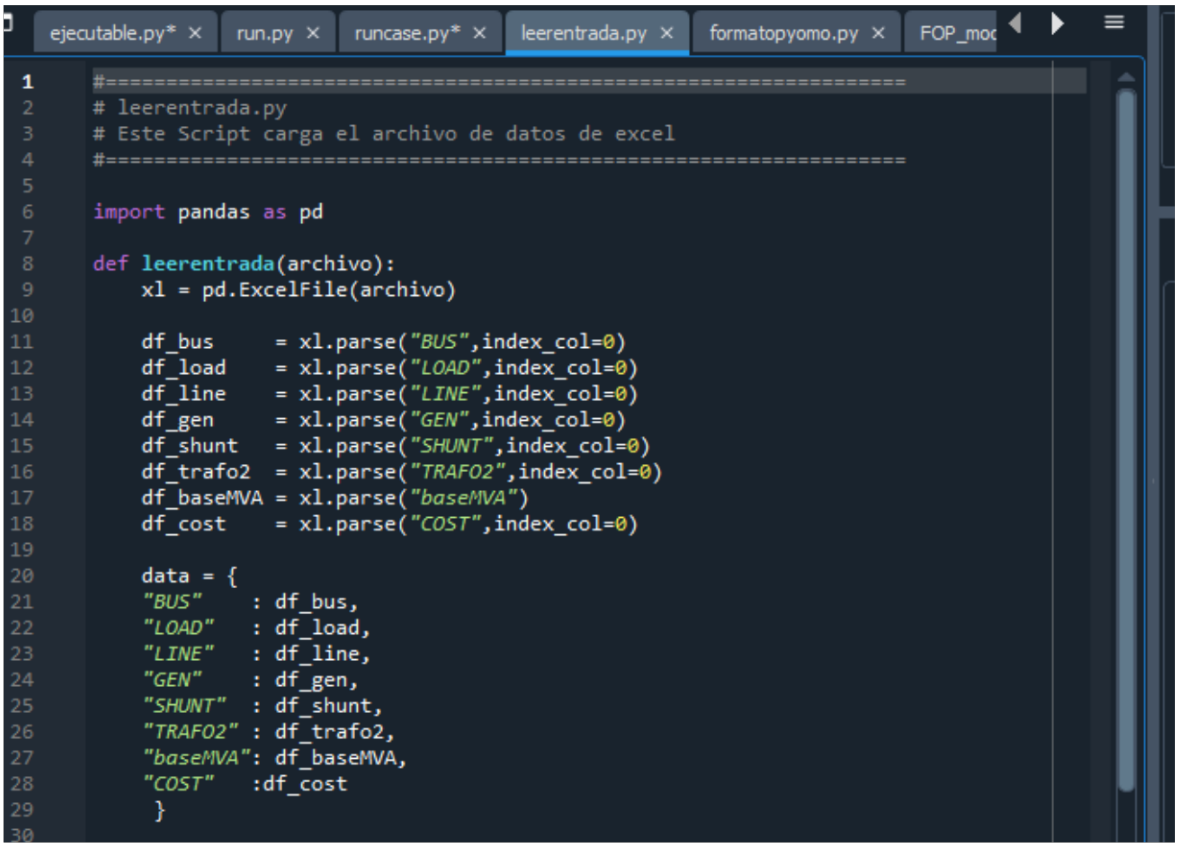

Figura 2.4. Función 'leerentrada.py'

Esta función permite leer directamente desde el archivo de Excel que tiene los datos del sistema. Esta función va a leer cada una de las pestañas que tiene en el archivo Excel y va creando tablas internamente, con los diferentes datos que tiene para cada elemento del sistema. Luego lee si existen datos de generadores estáticos o transformadores de tres devanados. Y por último nos retorna la variable 'data' como se puede observar en la Figura 2.5.

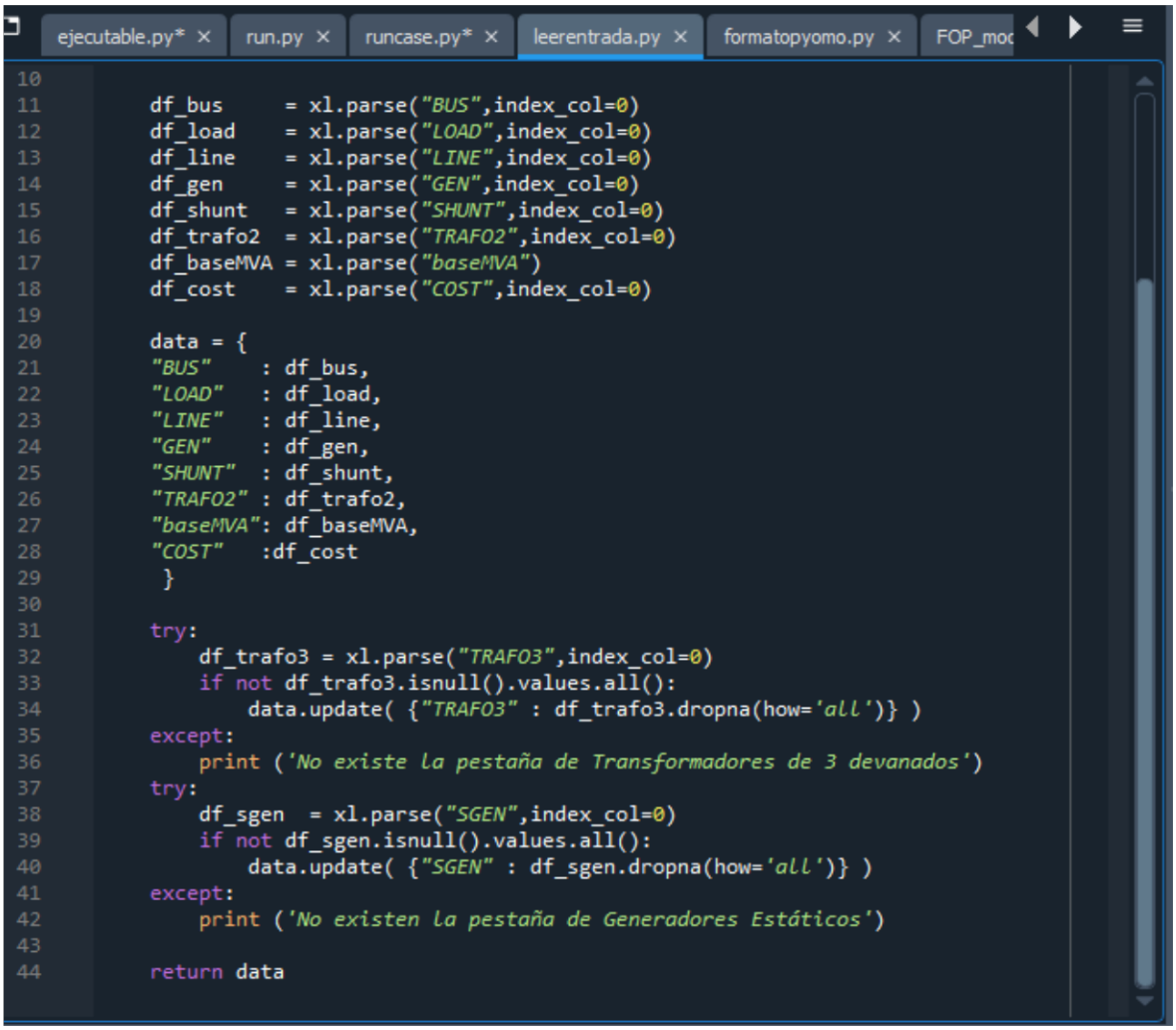

Figura 2.5. Función ‘leerentrada.py’ retorna la variable ‘data’.

Al obtener la variable ‘data’ se retorna a la función ‘runcase’ (Figura 2.3), para modificar esta variable para darle el formato que necesita PYOMO para poder realizar los cálculos de OPF. En la línea 26 de la función ‘runcase’ (Figura 2.3), se llama a la función ’formatopyomo’ como se muestra en la Figura 2.6.

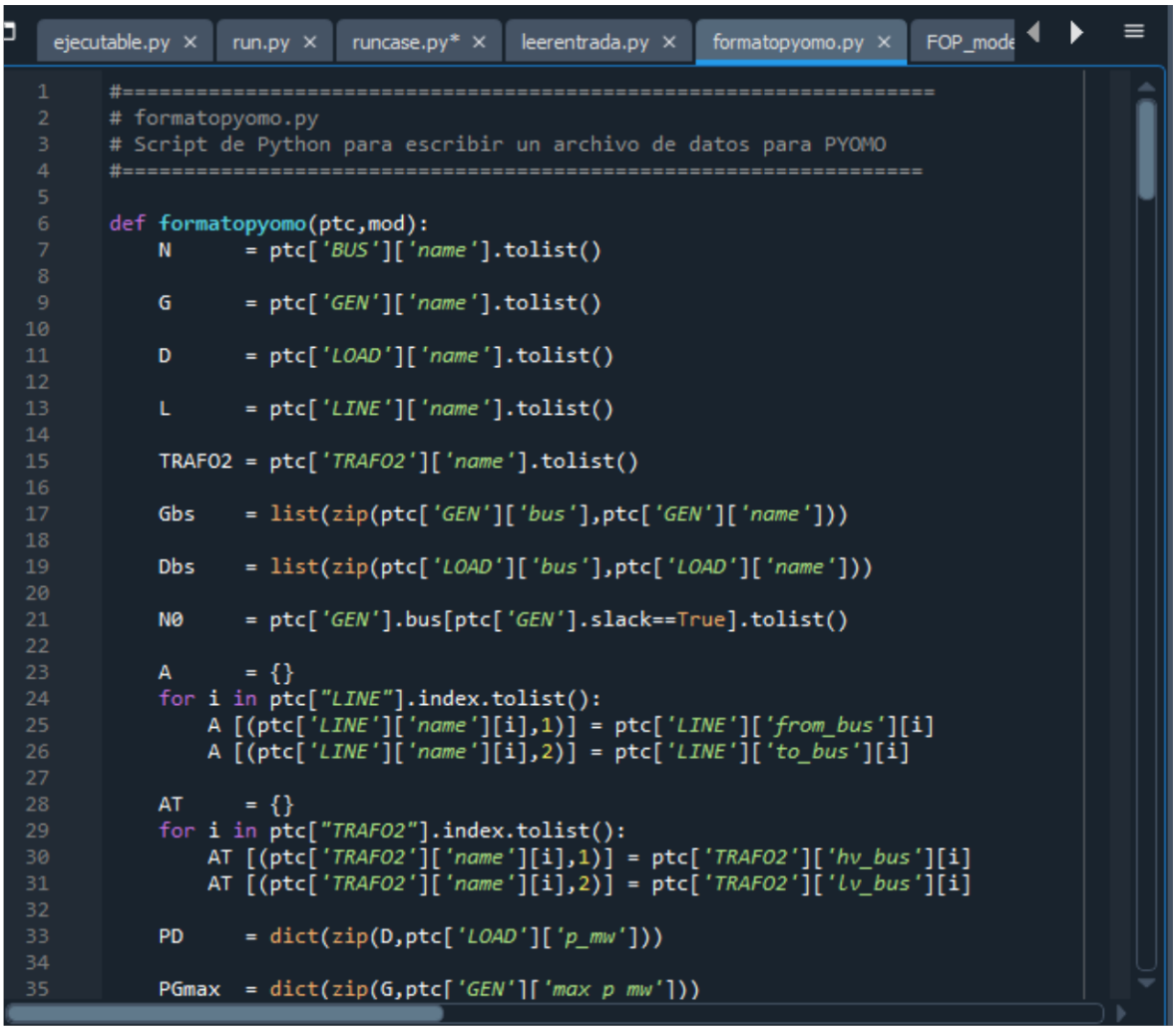

Figura 2.6. Función 'formatopyomo.py'.

Esta función sirve para crear las variables en el formato necesario para PYOMO, y crea listas con los nombres de las barras generadores y demás elementos. También crea matrices que dan referencia la topología de la red y se guardan en las variables 'A' y 'AT'. Siguiendo la misma función, como se observa en la Figura 2.7 a partir de la línea de código 49 se calcula la susceptancia de las líneas 'BL' y de los transformadores 'BLT'. Luego se lee los datos de la función de costos C1. C2. Y C3

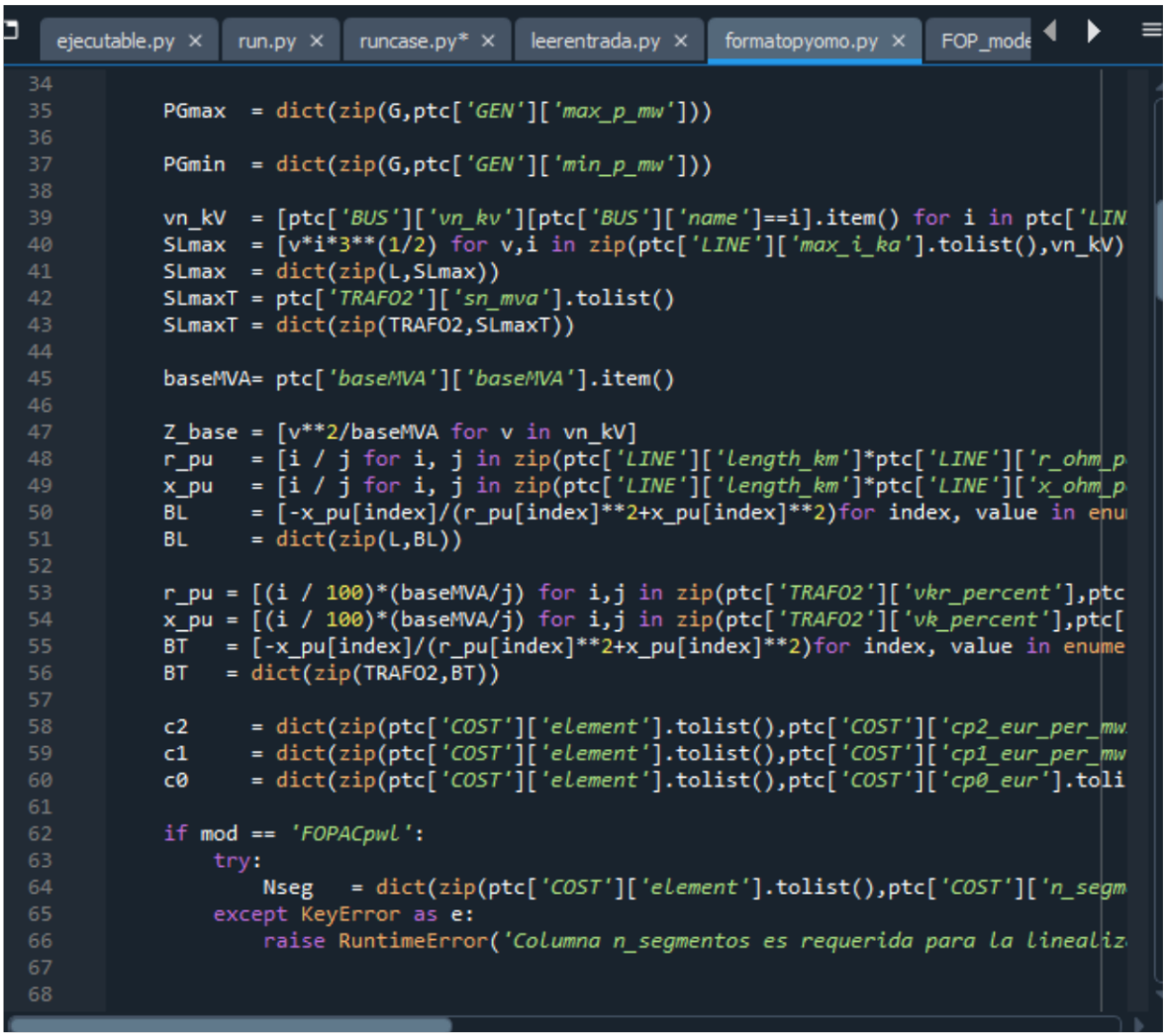

Figura 2.7. Función 'formatopyomo.py'.

Al final de la función, retorna otra variable 'data' con la cual se regresa a la función 'runcase.py' en este caso ya se tiene la estructura que me sirve para PYOMO.

En la función 'runcase.py' (Figura 2.3) se crea el optimizador 'optimise' con una función propia de PYOMO que es 'SolverFactory'.

Luego se empieza a leer los diferentes casos de OPF, y según sea el caso se pasan los datos procesados, y lleva a otra función llamada 'FOP_models'. (Figura 2.8)

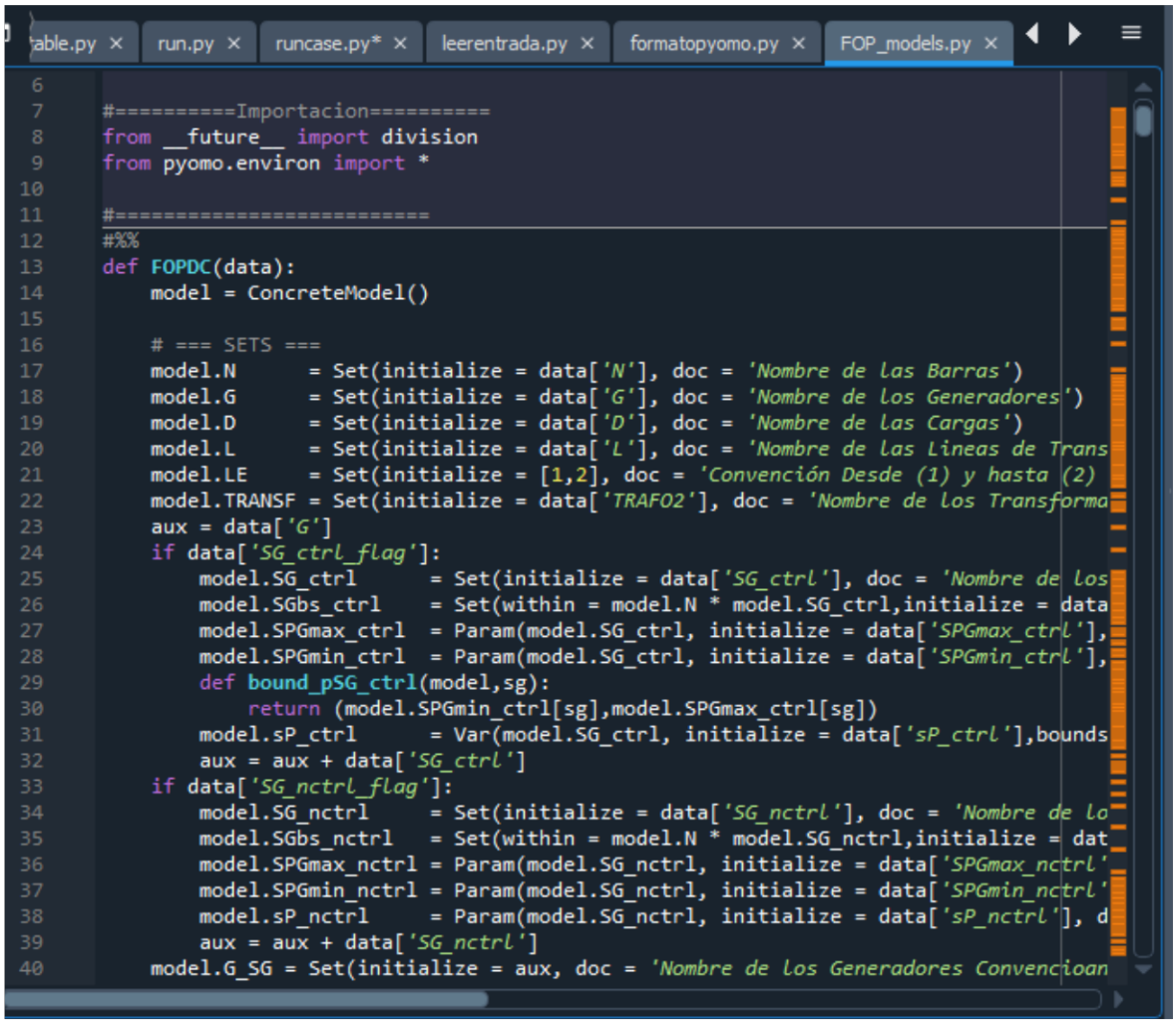

Figura 2.8. Función 'FOP_models.py'.

Aquí crea los modelos, y los principales parámetros que se tiene en PYOMO son: SETS, PARAMETROS, variables de control y de estado, función objetivo y restricciones.

En la parte SETS de la Figura 2.8 se pasan los nombres de los datos ya procesados.

Luego tenemos PARAMETROS como se observa en la Figura 2.9, que son datos de entrada como: demanda, límites máximos y mínimos, susceptancias y costos.

Luego se tiene VARIABLES, que son variables de control y variables de estado.

En variables de control solo hay potencia activa de los generadores, y en variables de estado se tienen los ángulos de voltaje de barra y flujos de potencia en L/Ts y transformadores.

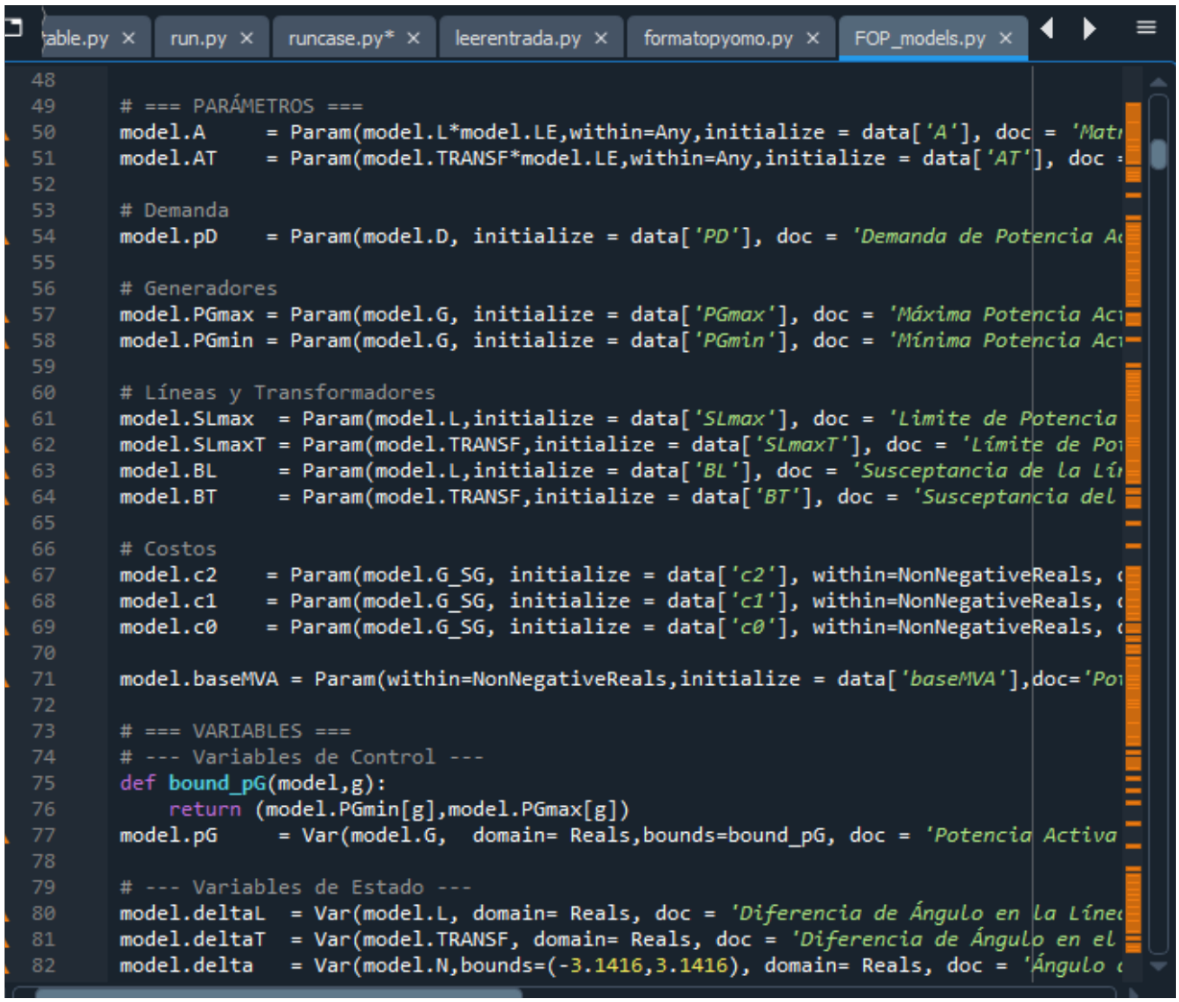

Figura 2.9. Función 'FOP_models.py'.

Luego se tiene FUNCION OBJETIVO como se observa en la Figura 2.10 en la cual se utiliza la ecuación (1.2) que está en la línea 92. Luego están las RESTRICCIONES que se ocupa la ecuación (1.3). y también la ecuación de voltaje (1.4) esta se hace para las líneas y para transformadores. Luego los límites máximos y mínimos de líneas transformadores y generadores.

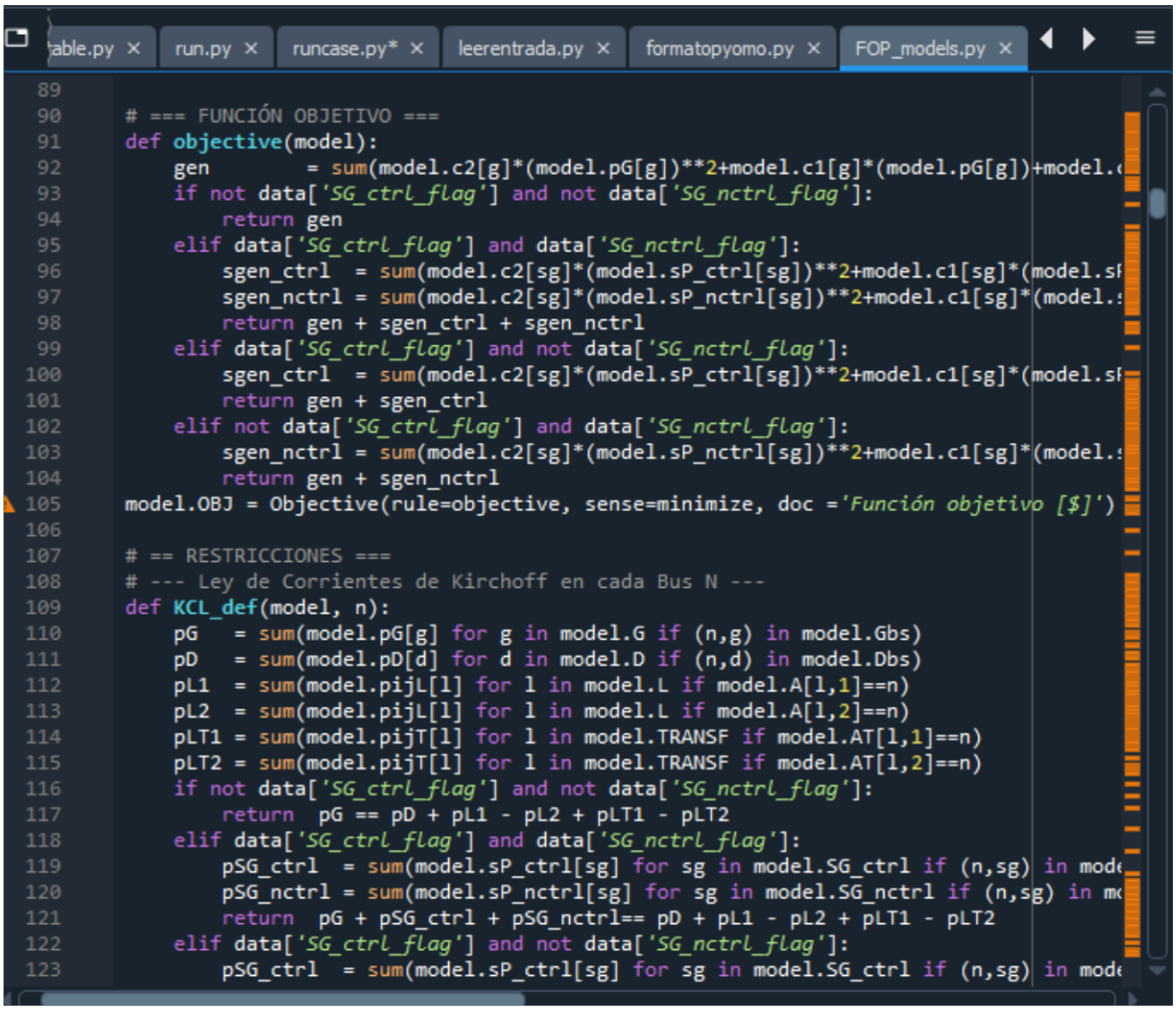

Figura 2.10. Función 'FOP_models.py función objetivo'.

Por último, el ángulo de la barra de referencia con ecuación (1.5). entonces la función me devuelve la variable 'model' y regresamos a la función 'runcase' (Figura 2.11).

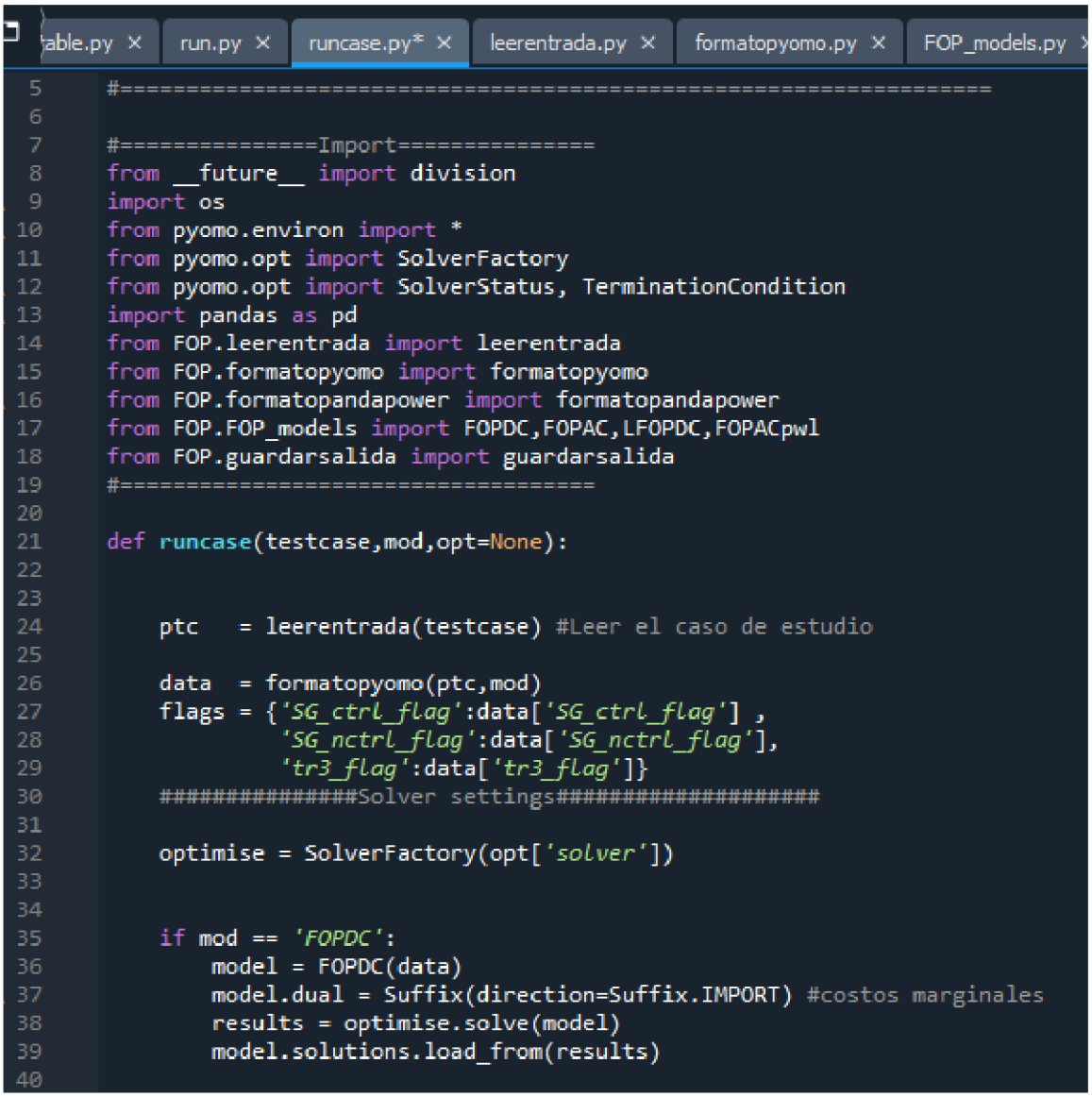

Figura 2.11. Función ‘runcase’.

Con la instrucción ‘optimise.solve’ directamente resuelve el modelo .

2.1.2 OPF-DC considerando pérdidas de potencia activa.

Para implementar este modelo considera la misma programación realizada para el OPF-DC convencional y se añadirán las pérdidas de potencia activa como se indica a continuación.

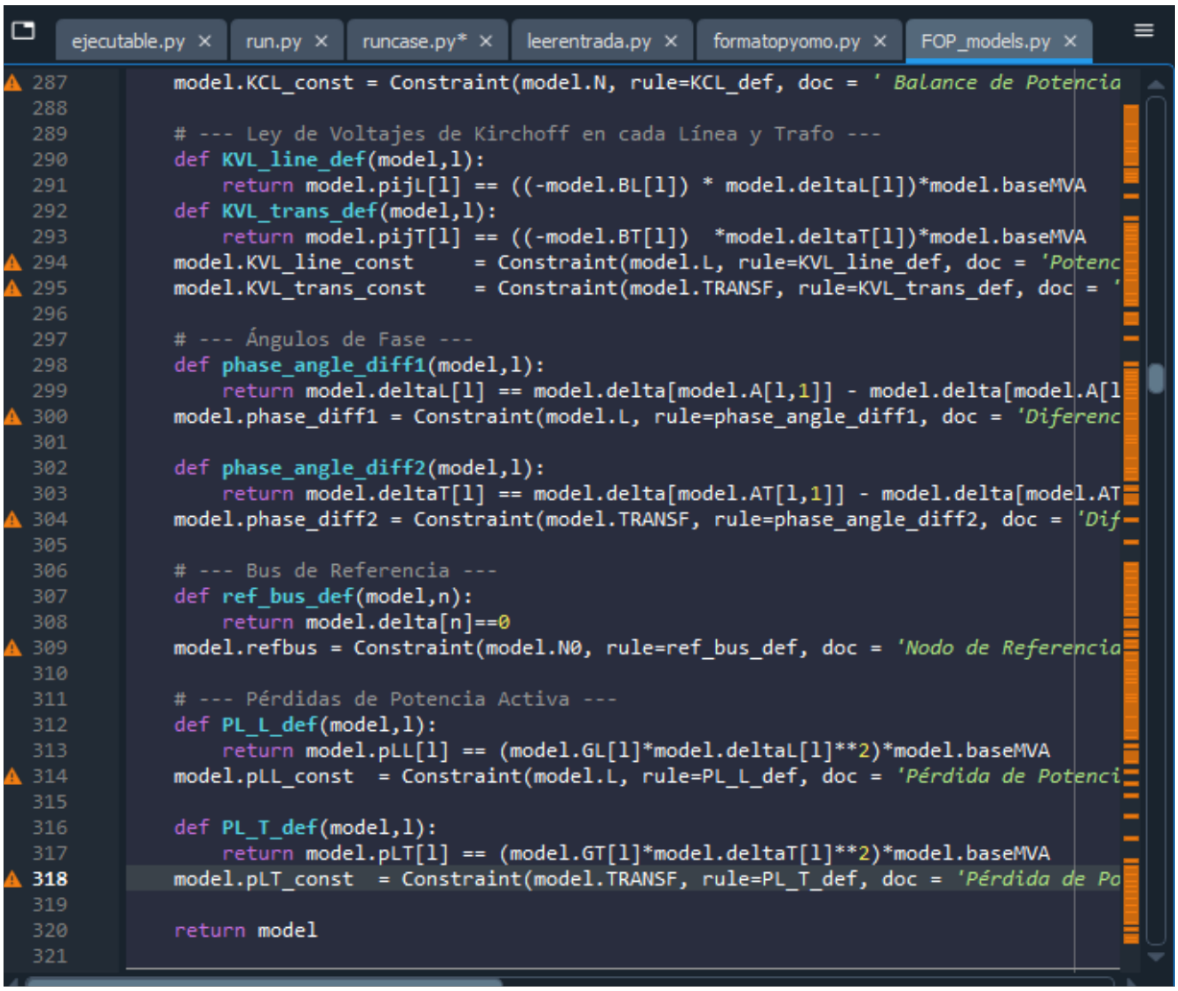

Figura 2.12. Función 'FOP_models'.

Como se observa en la Figura 2.12 en la parte de RESTRICCIONES se añade la ecuación (1.12) para crear las variables de pérdidas 'PL_L_def' y 'PL_T_def' que son las pérdidas en líneas y transformadores, que luego serán usadas en la restricción de balance de potencia. Esto se encuentra en la línea 274 de la Figura 2.13. Todo el proceso se lleva de igual manera hasta conseguir los resultados.

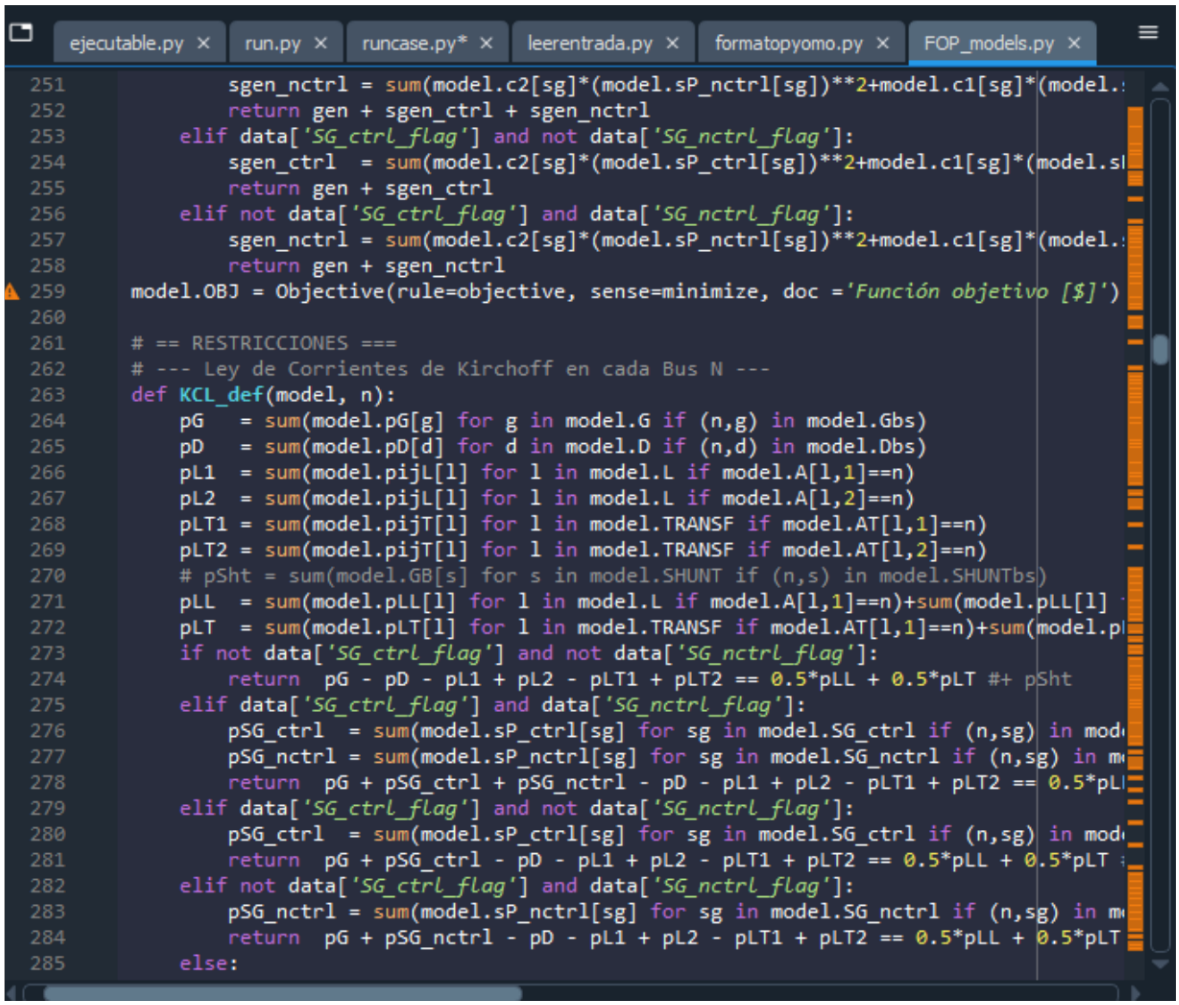

Figura 2.13. Función 'FOP_models', restricciones.

De igual manera que OPF-DC sin pérdidas se imprimirán los resultados y la comparación se mostrará en la sección 3 de este trabajo.

2.1.3 OPF-AC con función cuadrática.

A diferencia de los modelos DC en los modelos AC se consideran tanto la potencia activa como la reactiva. En la programación realizada, la forma de leer y tratar los datos de entrada del sistema que están tabulados en un archivo Excel es igual a la de los modelos DC. La variante para este modelo OPF-AC se encuentra en la función 'FOP_models' (Figura 2.14).

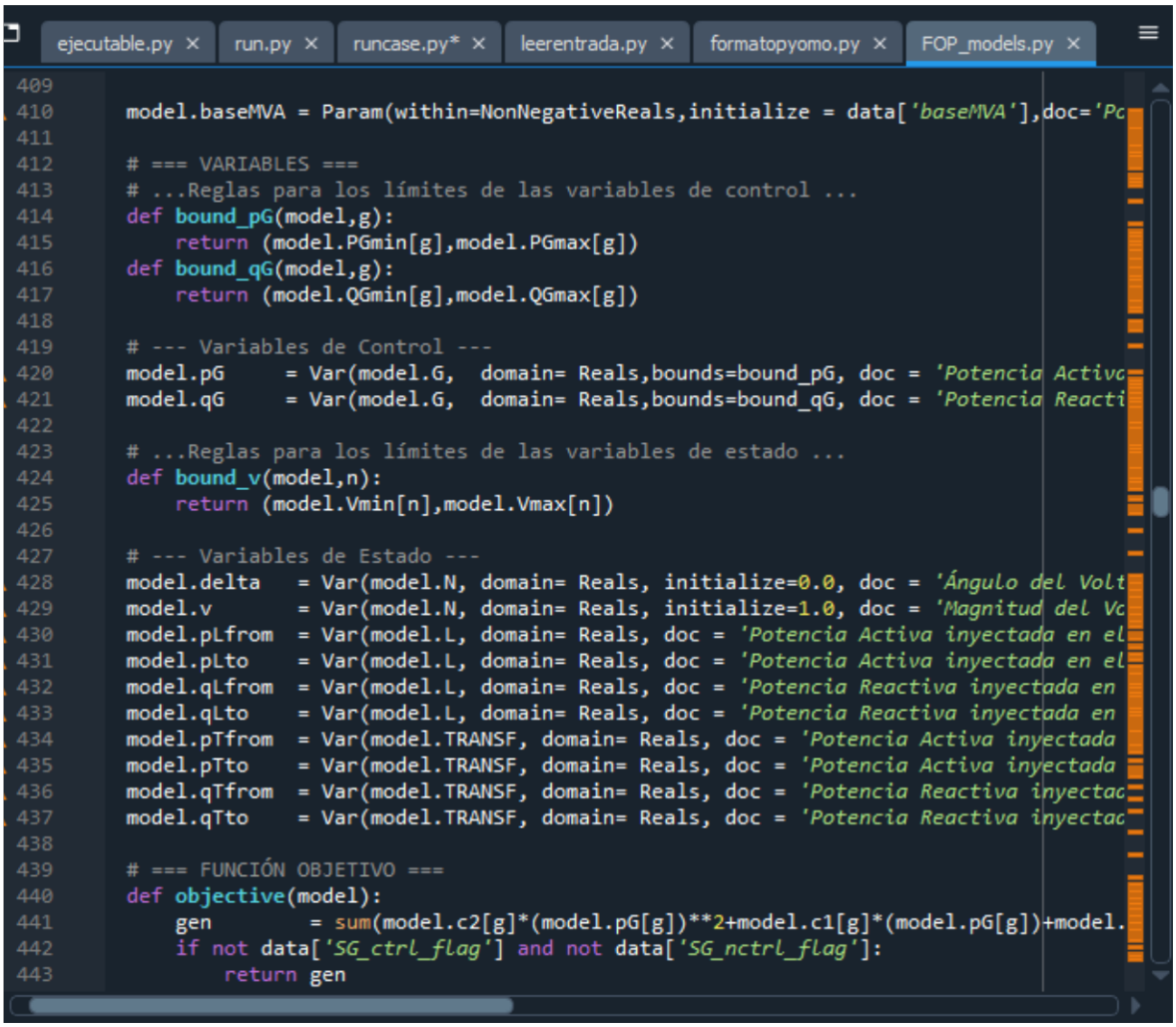

Figura 2.14. Función 'FOP_models', para AC.

Aquí podemos observar cómo se toma en cuenta la potencia reactiva para este modelo de OPF, ahora tenemos variables 'pG' y 'qG' que son potencia activa generada y potencia reactiva generada, respectivamente. Se tiene una función objetivo cuadrática en la línea 442 del código implementa la ecuación (1.15). Las restricciones son de igual manera para potencia activa como para potencia reactiva implementando las ecuaciones (1.16) y (1.17) respectivamente, en la línea 466 del código implementa la ecuación (1.16), en la línea 489 del código implementa la ecuación (1.17) como se observa en la figura 2.15.

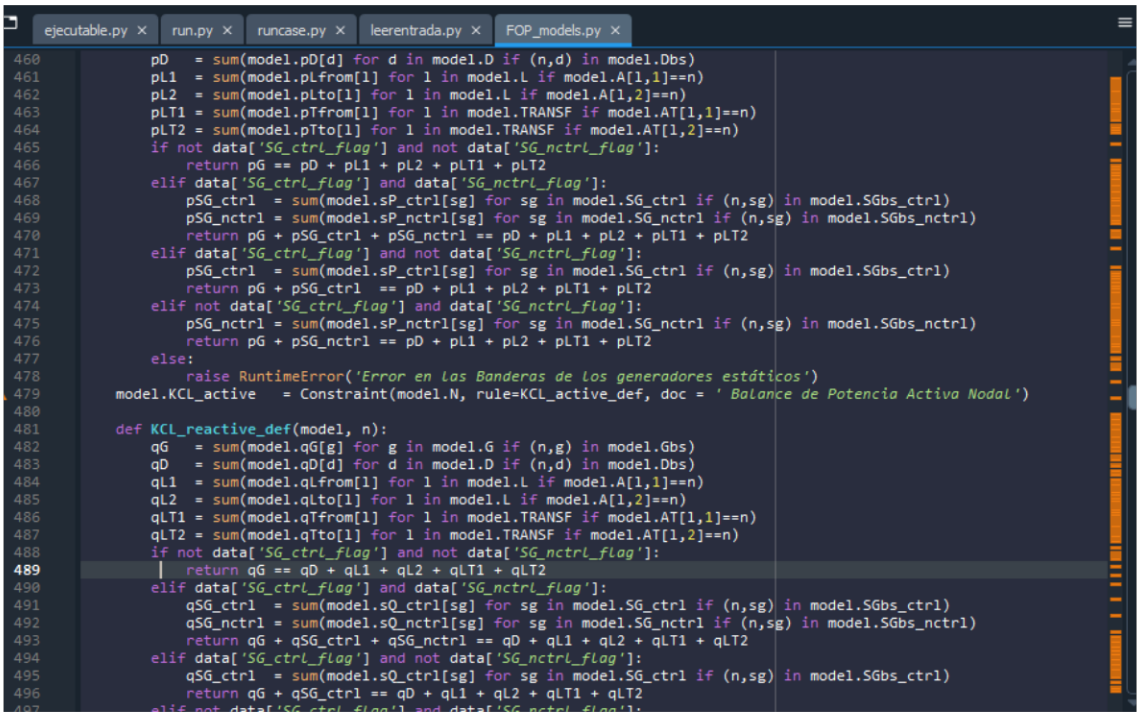

Figura 2.15. Función 'FOP_models', para AC.

Y el programa sigue el mismo orden de funciones para llegar a la solución del OPF-AC, escribe las soluciones y serán mostradas en la sección 3

2.1.4 OPF-AC con función linealizada por partes

La modelación para linealizar la función de costos de cada generador, explicada en la sección 1.4.5, se muestra en la Figura 2.16.

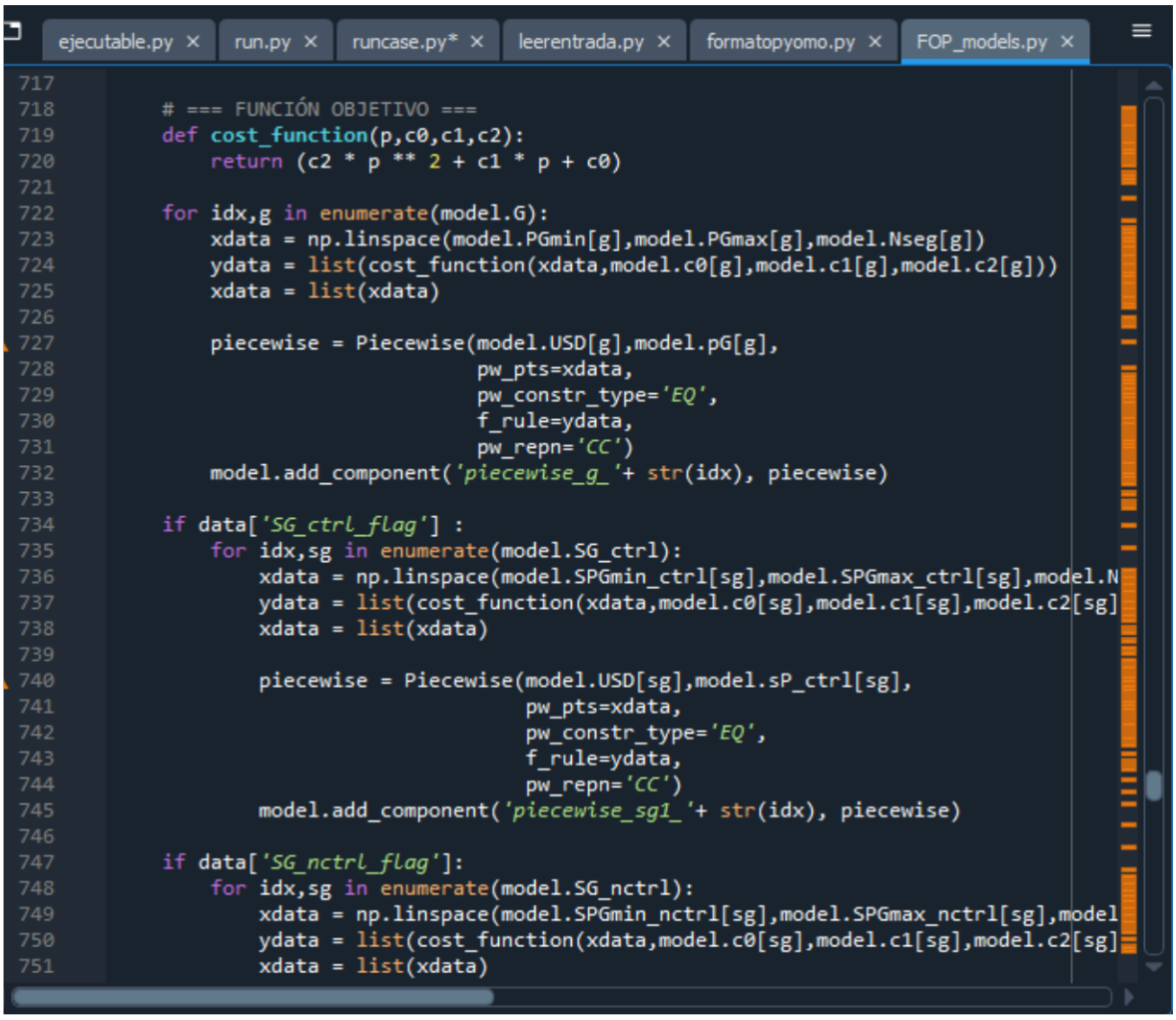

Figura 2.16. Función 'FOP_models', para AC función linealizada.

En el apartado 'FUNCIÓN OBJETIVO' está la función cuadrática a la cual se la va a linealizar por partes. Existe un comando propio de PYOMO que realiza esta linealización, y es la función 'piecewise'. Para realizar esta operación crea las variables en 'X' e 'Y', para 'X' se crea 'xdata' al cual agrega como argumentos la potencia generada mínima, máxima y el número de segmentos en los que se quiere realizar la linealización. Para la 'Y' pasa como argumento la función objetivo de costos con sus respectivos valores de sus constantes c0, c1, c2. Ya en la función 'piecewise' escribe los comandos descritos en la sección 1.4.5 y pasa los argumentos *xdata* e *ydata.* Con esto PYOMO se encarga de linealizar con sus operaciones internas. Para los demás apartados de restricciones, variables y sets se tiene el mismo procedimiento que un OPF-DC con función cuadrática.

2.1.5 PandaPower

En la función ‘ejecutable.py’ se tienen las opciones para correr PandaPower Figura 2.17. Como a los datos obtenidos de igual manera que en las funciones OPF-AC y OPF-DC de la herramienta, a este también se le debe dar un formato para que PandaPower pueda procesar los datos y resolver el OPF. Para esto se crea otra función ‘formatopandapower.py’ como se observa en la Figura 2.18.

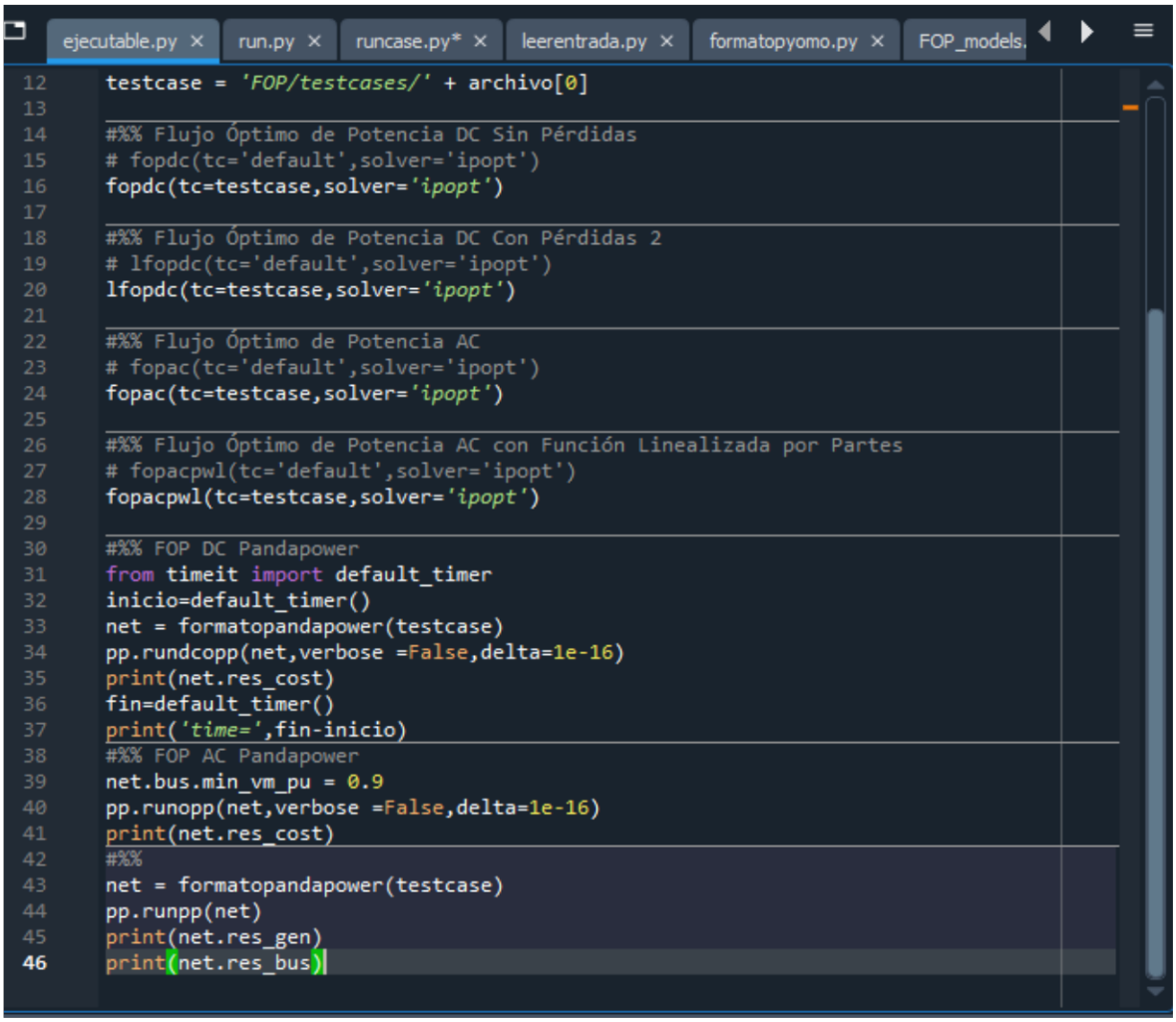

Figura 2.17. Función ‘ejecutable’.

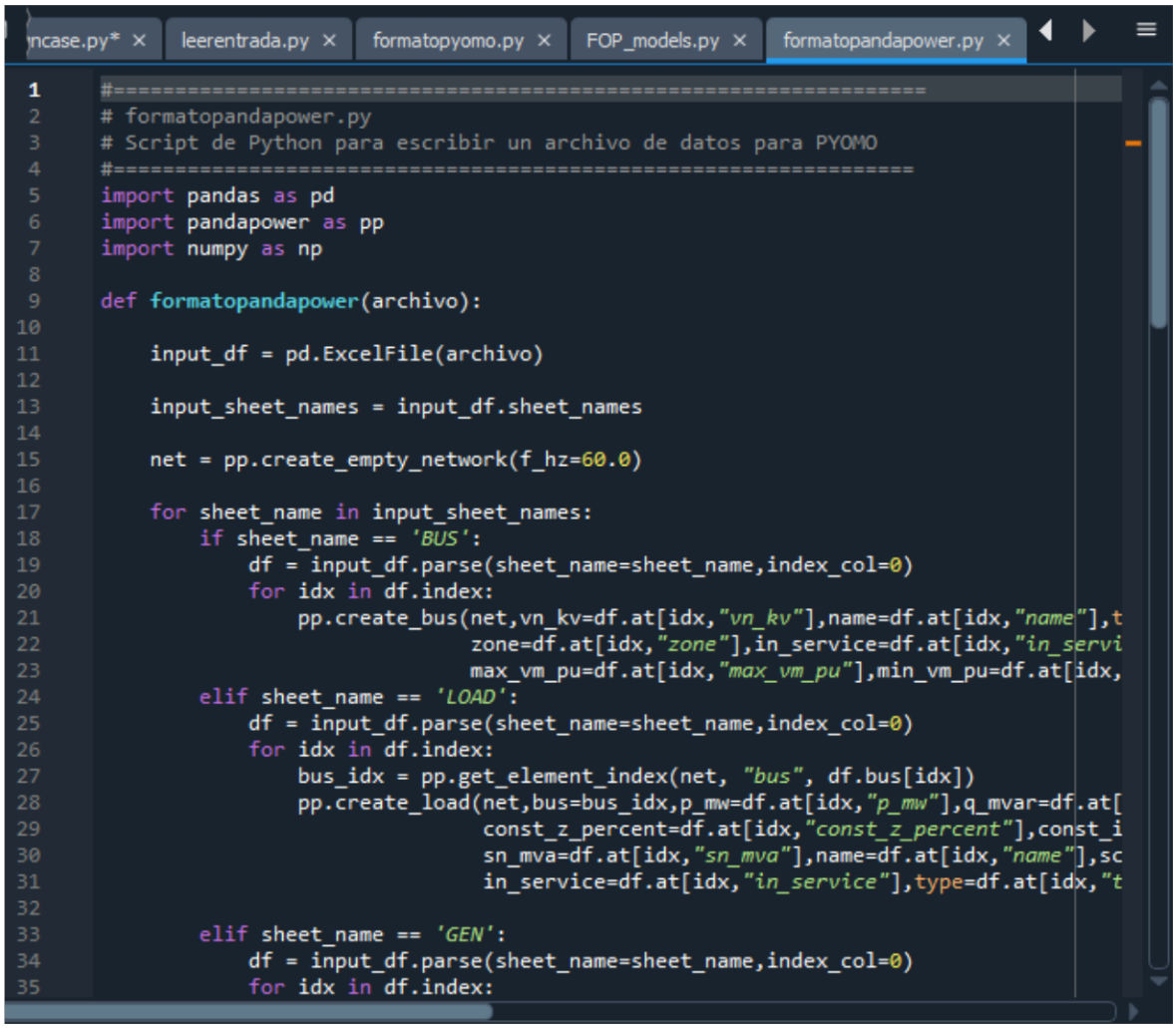

Figura 2.18. Función 'formatopandapower'.

Aquí se puede realizar solamente un OPF-AC convencional o un OPF-DC convencional, ya que PandaPower no cuenta con la opción para agregar perdidas a un OPF-DC.

2.1.6 Matpower

Matpower tiene su propio formato de ingreso de datos, pero a este se lo crea en MATLAB como un script dentro de la carpeta 'testcases' que se encuentra dentro de la carpeta 'FOP' de los archivos adjuntos al presente trabajo. Matpower permite calcular solamente OPF-DC y OPF-AC convencionales.

Para resolver OPF se emplean los siguientes comandos:

Para el caso OPF-AC de 14 barras de la IEEE.

- mpc=loadcase('case14n');

- runopf(mpc);

Para el caso OPF-AC del SNI.

- mpc=loadcase('caseSNI2');
- runopf(mpc);

Para el caso OPF-DC de 14 barras de la IEEE.

- mpc=loadcase('case14n');
- rundcopf(mpc);

Para el caso OPF-DC del SNI.

- mpc=loadcase('caseSNI2');
- rundcopf(mpc);

Con estos comandos el programa corre y nos arroja resultados, los cuales se observan en la siguiente sección.

3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

3.1 Resultados

En el siguiente apartado se mostrarán los resultados obtenidos de la aplicación de la herramienta computacional desarrollada para la solución de Flujos Óptimos de Potencia en los sistemas IEEE de 14 barras y SNI ecuatoriano. Los resultados obtenidos se comparan con los resultados de PandaPower y Matpower como medio para validar la herramienta computacional.

3.1.1 Aplicación al sistema de IEEE de 14 barras.

El sistema de estudio IEEE de 14 barras ha sido usado como referencia para varios estudios. En el Anexo A se presentan los datos técnicos del sistema.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos y la comparación con PandaPower y Matpower, considerando diferentes variables como: función objetivo, tiempo de cálculo, potencia generada por cada unidad.

- ✓ **Función objetivo.**

En la Tabla 3.1 se muestran los resultados obtenidos de cada Herramienta computacional sobre la función Objetivo.

Tabla 3.1. Función objetivo alcanzada por cada herramienta

		PandaPower	MatPower	Herramienta
OPF-DC convencional	[$/hr]	7642,59	7642,59	7642,59
OPF-DC + Pérdidas	[$/hr]	---	---	8136,00
OPF-AC convencional	[$/hr]	8078,08	8081,53	8083,48
OPF-AC + FC linealizada	[$/hr]	---	---	8083,76

Se puede observar en la Tabla 3.1 que PandaPower y Matpower no tienen las funciones para calcular un OPF-DC considerando pérdidas de potencia activa y tampoco pueden realizar el cálculo de un OPF-AC con función objetivo linealizada por partes. Los valores alcanzados por cada herramienta son muy similares, por lo cual la herramienta desarrollada en el presente trabajo es aceptable. Al comparar OPF-DC convencional con OPF-AC convencional en cada herramienta, se observa una diferencia importante ya que en el primero no se considera pérdidas de potencia activa.

✓ **Tiempos de cálculo.**

En la Tabla 3.2 se puede observar tiempos de cálculos de cada herramienta.

Tabla 3.2. Resultados de tiempos de cálculo de cada herramienta

		PandaPower	MatPower	Herramienta
OPF-DC convencional	seg	0.400	0.078	0.094
OPF-DC + Pérdidas	seg	---	---	0.078
OPF-AC convencional	seg	0,394	0.126	0.103
OPF-AC + FC linealizada	seg	---	---	0.356

Se puede observar en la Tabla 3.2, los tiempos de cálculo más altos se alcanza con PandaPower, mientras que los tiempos de la herramienta computacional desarrollada son relativamente bajos. Los mejores tiempos los tiene MatPower.

✓ **Potencia activa generada OPF-DC.**

En la Tabla 3.3 se puede observar la potencia activa que cada generador aporta al sistema.

Tabla 3.3. Potencia activa generada.

	OPF-DC Potencia Activa [MW]				
	Gen_0001	**Gen_0002**	**Gen_0003**	**Gen_0006**	**Gen_0008**
PandaPower	232,4	40	0	0	0
MatPower	220,97	38,03	0	0	0
Herramienta	220,96	38,03	0	0	0

Se observa que con el programa PandaPower se obtiene una mayor potencia generada, mientras que con MatPower y la herramienta desarrollada se obtienen similares resultados.

En la figura 3.1 Se observa una comparativa de potencia generada entre OPF-DC convencional y OPF-DC con pérdidas.

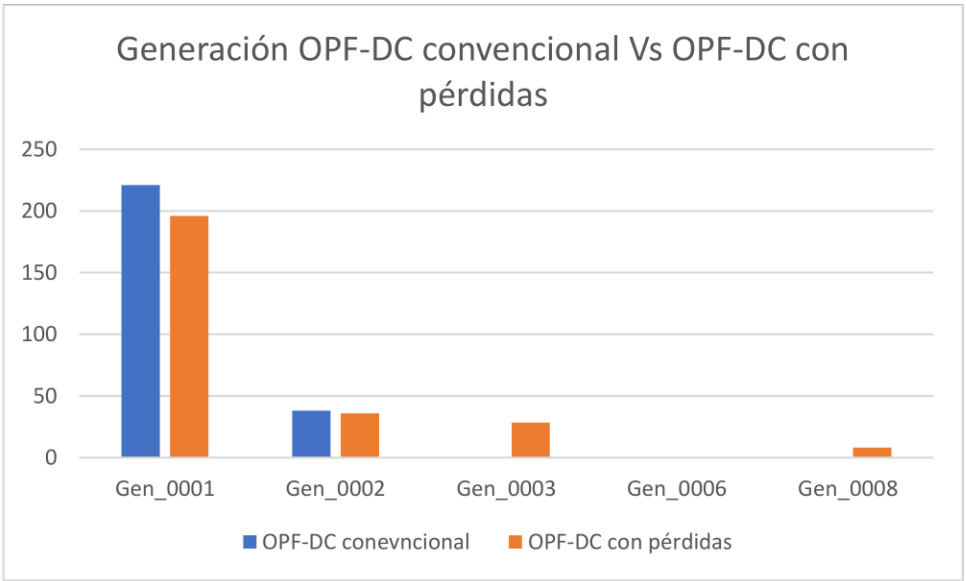

Figura 3.1. Comparativa del aporte de cada generador en OPF-DC convencional y con pérdidas

Al usar la herramienta computacional se observa en la Figura 3.1 que el aporte conseguido por el OPF-DC con pérdidas es mayor al OPF-DC convencional, esto debido a que debe generar más para satisfacer las pérdidas del sistema.

✓ **Potencia generada con OPF-AC convencional.**

En la Tabla 3.4 se puede observar la potencia activa que cada unidad aportará al sistema utilizando el OPF-AC convencional.

Tabla 3.4. Aporte de cada generador con OPF-AC convencional.

	OPF-AC Potencia Activa [MW]				
	Gen_0001	**Gen_0002**	**Gen_0003**	**Gen_0006**	**Gen_0008**
PandaPower	194,66	36,79	28,73	0,003	8,03
MatPower	194,33	36,72	28,74	0	8,49
Herramienta	194,41	36,74	28,68	0	8,50

Se puede observar en la Tabla 3.4, que los generadores 03 y 08 empiezan a aportar al sistema para mantener el perfil de voltaje y compensar las pérdidas.

En la figura 3.2. Se observa la comparativa entre OPF-AC convencional y un OPF-AC linealizado.

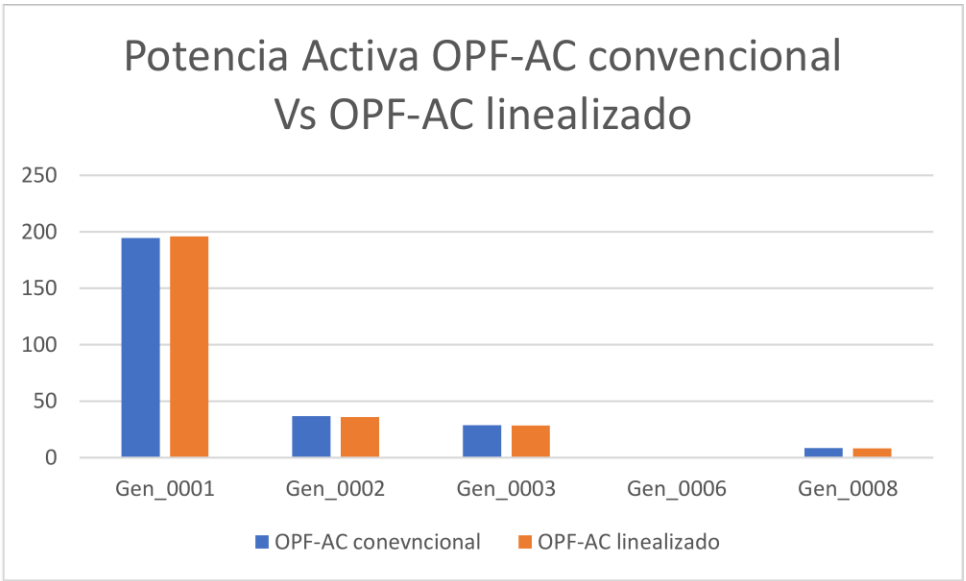

Figura 3.2. Comparativa del aporte de cada generador en OPF-AC convencional y linealizado.

Al comparar Potencia Activa OPF-AC convencional Vs OPF-AC linealizado usando la herramienta computacional del presente trabajo se puede concluir que prácticamente sus resultados son iguales o muy similares. Esto quiere decir que los dos métodos sirven para el cálculo del OPF-AC.

En la Tabla 3.5 se puede observar la potencia reactiva cada generador aporta al sistema utilizando el OPF-AC.

Tabla 3.5. Potencia reactiva generada con OPF-AC convencional

	OPF-AC Potencia Reactiva [MVAr]				
	Gen_0001	**Gen_0002**	**Gen_0003**	**Gen_0006**	**Gen_0008**
PandaPower	-19,25	22,16	20,17	23,99	16,76
MatPower	0,00	23,69	24,13	11,55	8,27
Herramienta	-8,56	32,70	23,82	13,67	24,00

Se observa en la Tabla 3.5 que hay una variación de la Potencia Reactiva de cada generador, al comparar las herramientas. Esto puede depender por las operaciones internas que cada herramienta realiza y que pueden ser diferentes en cada caso.

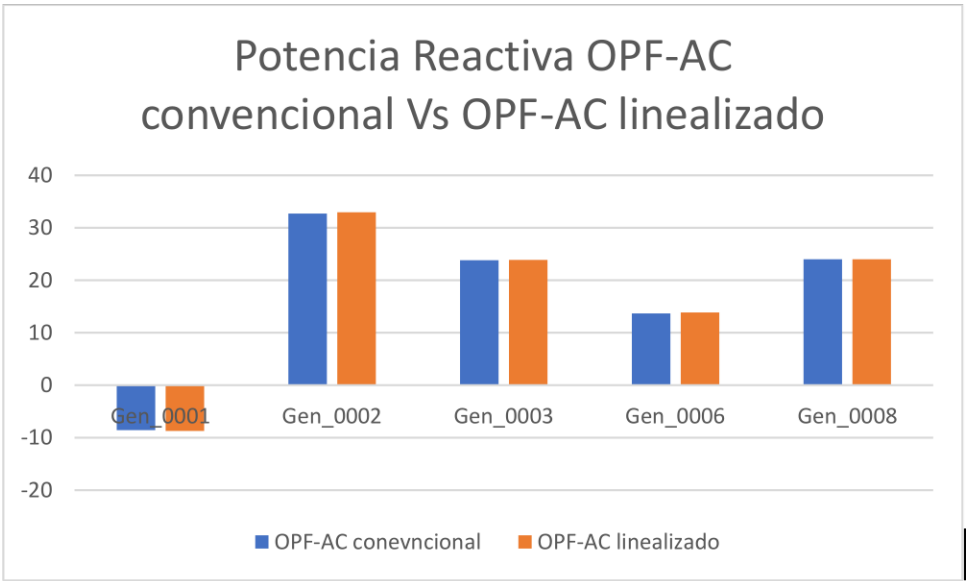

Figura 3.3. Comparativa del aporte de cada generador en OPF-AC convencional y linealizado.

Al usar la herramienta computacional del presente trabajo y comparar Potencia Reactiva OPF-AC convencional Vs OPF-AC se observa que los resultados son muy similares, lo que permite usar cualquiera de estos dos métodos para un OPF-AC.

✓ **Perfil de voltaje con OPF-AC.**

En los voltajes de las barras también podemos tener la comparativa siguiente.

Tabla 3.6. Voltajes en barra. Sistema IEEE de 14 Barras

	OPF-AC Voltaje												
	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B8	B9	B10	B11	B12	B13	B14
PandaPower	1,06	1,05	1,02	1,03	1,03	1,04	1,07	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,01
MatPower	1,06	1,04	1,01	1,01	1,01	1,06	1,06	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,02
Herramienta	1,06	1,04	1,02	1,02	1,02	1,06	1,09	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,02

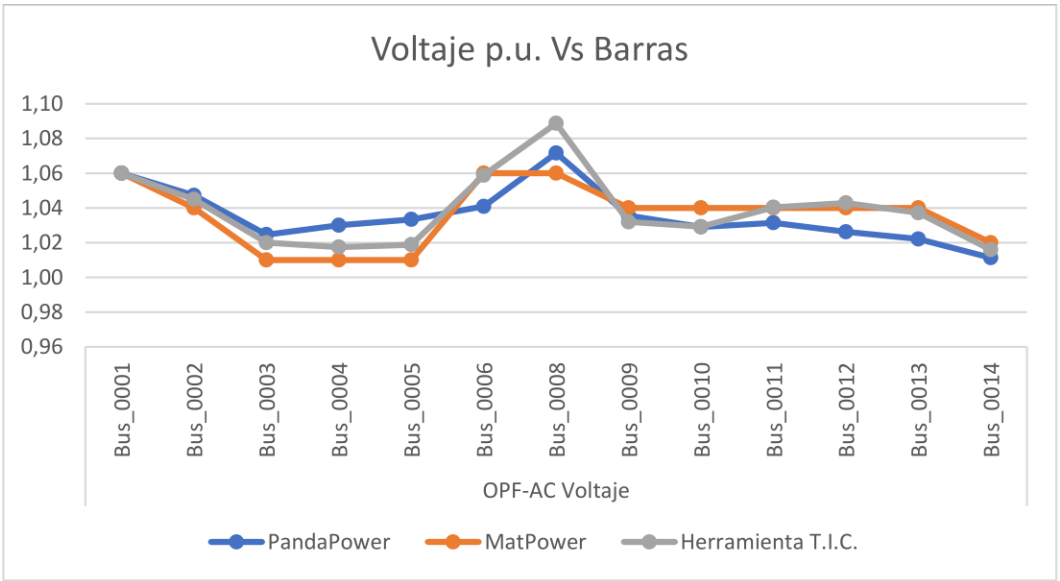

Figura 3.4. Voltaje en barras.

Se observa en la Figura 3.4 que los valores de voltajes en las barras varían con cada herramienta, pero todas son similares.

✓ **Pérdidas de potencia con OPF-DC y OPF-AC.**

En la Tabla 3.7 se observa los valores de pérdidas totales del sistema comparando dos métodos con la herramienta computacional.

Tabla 3.7. Pérdidas Totales de potencia activa

Pérdidas Totales de potencia activa [MW]	
OPF-DC con pérdidas	9,439
OPF-AC convencional	9,344

Se obtienen valores muy similares al usar la herramienta computacional y comparar los métodos OPF-DC con pérdidas y OPF-AC convencional, para las pérdidas totales del sistema.

En la Figura 3.5 se observa la comparativa de las pérdidas activas de potencia entre OPF-DC con pérdidas y OPF-AC convencional, usando la herramienta computacional del presente trabajo.

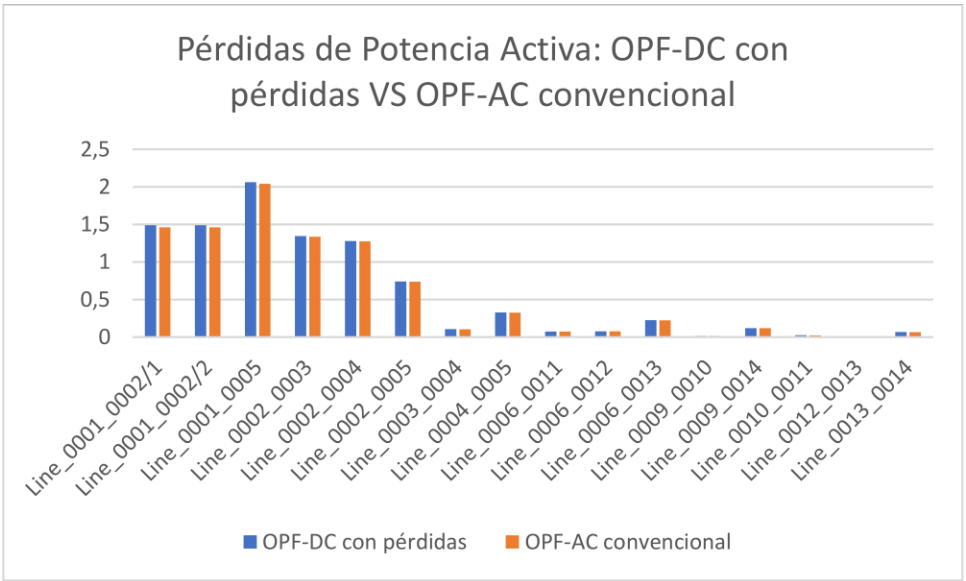

Figura 3.5. Pérdida de potencia activa en comparativa.

Al comparar los métodos de OPF-DC con pérdidas y el OPF-AC convencional y usando la herramienta computacional del presente trabajo se tiene unos valores muy similares de pérdidas en cada línea, por lo tanto, los métodos para el cálculo de OPF funcionan aceptablemente.

3.1.2 Aplicación al SIN ecuatoriano. Hidrología lluviosa.

La herramienta computacional se aplica al SNI ecuatoriano y se realiza una comparación con los resultados obtenidos en los programas MatPower y PandaPower. En el Anexo B se presenta los datos técnicos del sistema.

✓ **Función objetivo.**

En la Tabla 3.8 se muestran los resultados obtenidos de cada herramienta computacional sobre la función objetivo.

Tabla 3.8. Función objetivo alcanzada por cada herramienta

		PandaPower	MatPower	Herramienta
OPF-DC	$/hr	12706,54	No converge	12739,32
OPF-DC+Pérdidas	$/hr	---	---	12969,96
OPF-AC función cuadrática	$/hr	No converge	No converge	12964,09
OPF-AC Linealizada	$/hr	---	---	12964,09

La herramienta PandaPower solo puede calcular el OPF-DC, pero en los demás modelos no logra convergencia. MatPower no logra convergencia en ninguno de los

casos. Al comparar los métodos OPF-DC con pérdidas, OPF-AC convencional y linealizado, se tienen valores similares, por lo tanto, la herramienta funciona de manera aceptable.

✓ **Tiempos de cálculo.**

En la Tabla 3.9 se puede observar los resultados de tiempos de cálculos de los diferentes programas y la herramienta computacional desarrollada.

Tabla 3.9. Resultados de tiempos de Cálculos de cada Herramienta computacional

		PandaPower	MatPower	Herramienta
OPF-DC	seg	4,924	No converge	0,212
OPF-DC+Pérdidas	seg	---	---	0,287
OPF-AC función cuadrática	seg	No converge	No converge	6.662
OPF-AC Linealizada	seg	----	----	18.280

Se observa en la Tabla 3.9 que existe una diferencia significativa en el tiempo de ejecución comparado entre la herramienta y el programa PandaPower. Lo que hace a la herramienta desarrollada en el presente trabajo más rápida al realizar los cálculos.

✓ **Potencia activa generada OPF-DC.**

En el Anexo C se puede Observar la Potencia en MW que cada generador aportará al sistema. Se tiene variaciones en las potencias que aporta cada generador del sistema, no existe una gran similitud.

Sin embargo, en la Figura 3.5 se observa que siguen un mismo comportamiento ambas metodologías usadas.

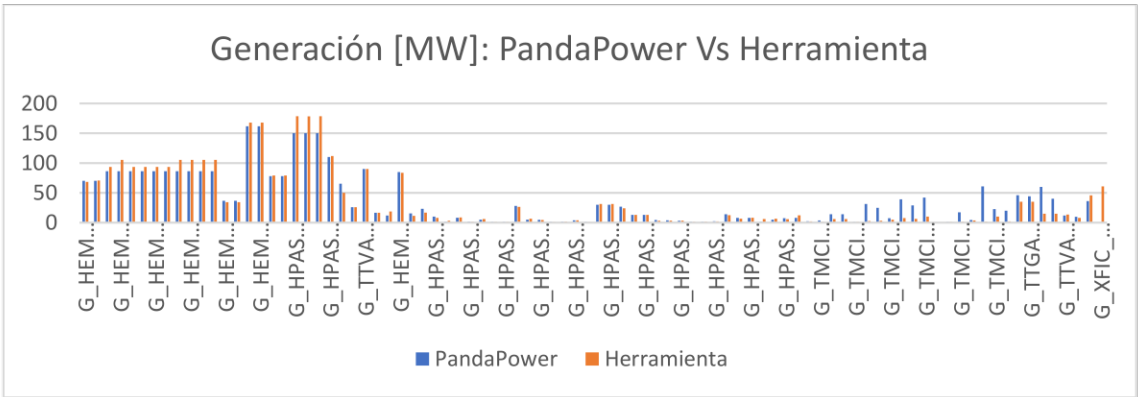

Figura 3.5. Aporte de cada generador al SNI en un OPF-DC.

✓ **Potencia activa generada OPF-AC convencional**

En el Anexo D se muestra los resultados obtenidos de un OPF-AC convencional, utilizando la herramienta computacional desarrollada, ya que en los programas Matpower y PandaPower no logran convergencia.

✓ **Potencia reactiva generada OPF-AC convencional**

En el Anexo D se muestra los resultados obtenidos de potencia reactiva de un OPF-AC convencional, utilizando la herramienta computacional desarrollada en el presente trabajo.

✓ **Perfil de voltaje OPF-AC convencional**

En un OPF-AC convencional se tiene el perfil de voltaje que se muestra en la Figura 3.6.

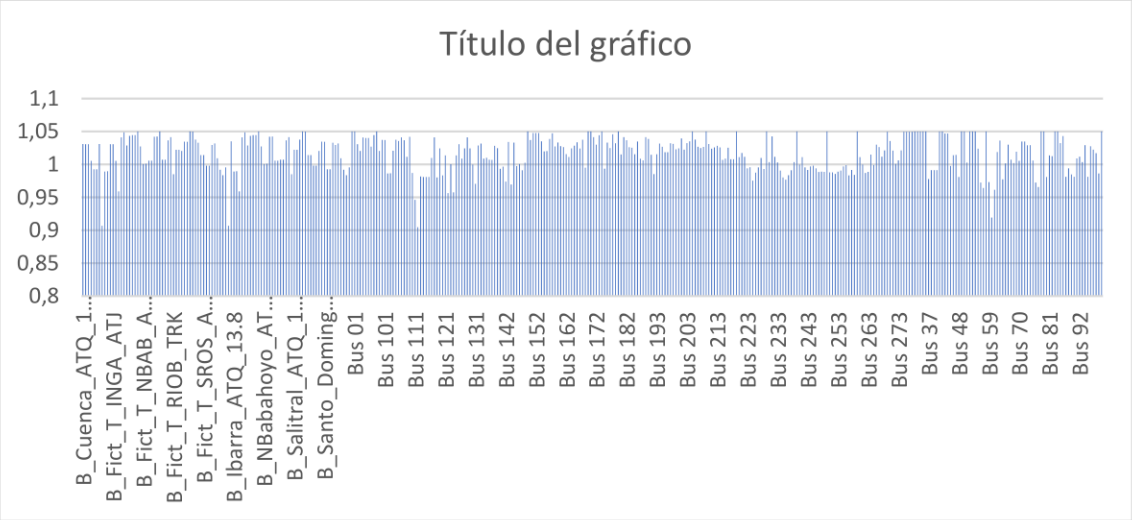

Figura 3.6. Perfil de Voltaje en Barras

Al no contar con resultados de las herramientas PandaPower y Matpower, no se puede realizar una comparativa. En la Figura 3.6 se muestra un perfil de voltaje.

✓ **Pérdidas de potencia activa**

Los resultados de pérdidas de Potencia Activa se muestran en el anexo D, donde se observan en cada línea la cantidad de potencia que se pierde por la operación del sistema.

3.1.3 Aplicación al SIN ecuatoriano. Hidrología seca.

Para el correcto funcionamiento de las Generadoras Hidroeléctricas se necesita de un caudal de Agua que sea apropiado para cada una de ellas. Cuando llega la temporada de Hidrología Seca los caudales de los ríos disminuyen, llegando a dejar sin generación a algunas centrales o saca de servicio a algunas unidades de generación.

Para este trabajo se considera la Hidrología Seca y se quitará 3 unidades de Generación de Paute, 1 unidad de generación de San Francisco y 1 unidad de generación de Agoyán.

Y se obtienen los siguientes resultados.

✓ **Función objetivo.**

Tabla 3.10. Resultados de Función Objetivo de las Herramientas computacionales

		PandaPower	MatPower	Herramienta
OPF-DC	$/hr	12964,00	No converge	12739,32
OPF-DC+Pérdidas	$/hr	---	---	12969,97
OPF-AC función cuadrática	$/hr	No converge	No converge	12964,00
OPF-AC Linealizada	$/hr	---	---	12964,00

Como se observa en la Tabla 3.10 no se logra convergencia en Matpower y PandaPower para el OPF-DC Y OPF-AC cuadrática. Para los demás no se tiene la opción de realizar los métodos de OPF-DC con pérdidas y OPF-AC linealizado. Para la herramienta se tiene convergencia y resultados de todos los modelos propuestos.

✓ **Tiempos de cálculo.**

Tabla 3.11. Resultados de Tiempo de cálculo de las Herramientas computacionales

		PandaPower	MatPower	Herramienta
OPF-DC	seg	4.924	No converge	0.236
OPF-DC+Pérdidas	seg	---	---	0.250
OPF-AC función cuadrática	seg	No converge	No converge	7.664
OPF-AC Linealizada	seg	---	---	18.280

Los resultados de tiempo van subiendo mientras más complejo se vuelve el método de resolución, siendo el más rápido y sencillo el OPF-DC y el más complejo y que toma más tiempo es el OPF-AC con linealización por partes.

- ✓ **Potencia activa generada OPF-DC.**

En el Anexo E se puede Observar la Potencia en MW que cada generador aportará al sistema. Se tiene variaciones en las potencias que aporta cada generador del sistema, usando la herramienta desarrollada en el presente trabajo.

- ✓ **Potencia activa y reactiva generada OPF-AC convencional**

En el Anexo F se muestra los resultados obtenidos de un OPF-AC convencional, utilizando la herramienta computacional desarrollada, ya que en los programas Matpower y PandaPower no logran convergencia.

- ✓ **Perfil de voltaje OPF-AC convencional**

En un OPF-AC convencional se tiene el perfil de voltaje que se muestra en el Anexo F

Al no contar con resultados de las herramientas PandaPower y Matpower, no se puede realizar una comparativa, por lo que los resultados obtenidos se muestran en el anexo descrito.

3.2 conclusiones

- ✓ Se implementó una herramienta computacional para el cálculo de OPF con diferentes alternativas de modelación. La herramienta computacional fue aplicada a los sistemas de IEEE de 14 Barras y al SNI ecuatoriano. La validación se realizó mediante la comparación de resultados con otras herramientas computacionales académica de libre acceso como PandaPower y Matpower.
- ✓ Dentro del software de programación PYTHON, se ha desarrollado con la herramienta PYOMO que contiene solucionadores que nos ayudan a procesar y hacer cálculos más rápidos y también con la Ayuda de programas como Matpower

y Pandapower, se pudo comprobar la funcionalidad de la Herramienta desarrollada en el presente trabajo.

- ✓ La comparación de resultados entre los programas de cálculo PandaPower, Matpower y la herramienta desarrollada muestra que existen ligeras diferencias en la potencia activa y/o reactiva generada. En términos de tiempos de cálculo, la herramienta desarrollada presentó un desempeño similar o mejor que las otras. La función objetivo alcanzada por las tres herramientas utilizadas es similar cuando se aplica al sistema IEEE de 14 barras, sin embargo, la herramienta implementada es más robusta cuando se aplica al SNI ecuatoriano.
- ✓ Los perfiles de voltaje obtenidos son similares en el caso del sistema IEEE de 14 barras. Para el SNI no se alcanzó convergencia en OPF-AC usando Matpower y PandaPower. Para el OPF-DC, PandaPower logra convergencia y los resultados obtenidos son similares a los que arroja la herramienta desarrollada.
- ✓ Se concluye que la herramienta computacional desarrollada funciona de forma adecuada, arrojando resultados similares a otras herramientas académicas validadas. La herramienta computacional desarrollada presenta ventajas en términos de tiempos de cálculo y convergencia.

3.3 Recomendaciones

- ✓ Para que el cálculo del OPF-AC linealizado por partes se realice en menos tiempo, se recomienda que el número de partes sea pequeño, en este caso tres números de partes, ya que el programa obtiene resultados adecuados con tal número de partes. Al realizarlo con un mayor número de partes el programa realiza más cálculos, llevando un mayor tiempo de cálculo y los resultados son muy similares a cuando se hace con 3 partes.
- ✓ Se recomienda el uso del OPF-AC convencional, ya que es el q más se acerca a los datos reales de un sistema eléctrico. Aunque su tiempo de cálculo es un poco mayor que los modelos en DC
- ✓ Los modelos realizados en el presente trabajo presentan buenos resultados, y es recomendable el OPF-DC con pérdidas para reducir el tiempo de cálculo en sistemas muy grandes. Este modelo OPF-DC entrega buenos resultados al ser comparado con otras herramientas computacionales.

4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] S. Frank, I. Steponavice, “Optimal Power Flow: a bibliographic survey I. Formulations and deterministic methods” Energy Syst, April 2012, Springer-Verlag 2012

[2] A. Wood, B. Wollenberg, G. Sheblé, “Power generation, Operation, and Control”, Third edition, 2014.

[3] A. Gómez-Expósito, A. Conejo, C. Cañizares, Electric energy systems: analysis and operation. 2009.

[4] M. Bachtiar, A. Arief, R. C. Bansal, “Transmission management for congested power system: A review of concepts, technical challenges and development of a new methodology,” Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 38, 2014.

[5] I. J. Silva, M. J. Rider, R. Romero, C. Murari, “Genetic algorithm of Chu and Beasley for static and multistage transmission expansion planning,” 2006 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet., 2006.

[6] T. Akbari, M. Tavakoli Bina, “A linearized formulation of AC multi-year transmission expansion planning: A mixed-integer linear programming approach,” Electr. Power Syst. Res., vol. 114, Sep. 2014

[7] A. Centeno, D. Rey, J. Mart, “Optimizador de enjambre modificado aplicado al cálculo del flujo de carga óptimo en redes eléctricas de potencia con variables de control mixtas y función de costos de generación no convexa.,” 2013.

[8] A. Gómez Expósito, “Sistemas eléctricos de potencia,” España Mc Graw-Hill, 2002.

[9] J. Zhu, “Optimization of Power System Operation”, Second. New Jersey: Wiley, 2015.

[10] T. Wu, M. Rothleder, Z. Alaywan, A. D. Papalexopoulos, “Pricing Energy and Ancillary Services in Integrated Market Systems by an Optimal Power Flow,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 19, 2004

[11] J. Park, K. Lee, J. Shin, K. Lee, “A particle swarm optimization for economic dispatch with nonsmooth cost funtions.,” Power Syst. IEEE Trans., vol. 20, 2005.

[12] V. Sarkar, S. Khaparde, “Implementation of LMP-FTR mechanism in an AC-DC system,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 23, 2008.

[13] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-sánchez, R. J. Thomas, L. Fellow, and A. M. Atpower, “MATPOWER: Steady-State Operations, Systems Research and Education,” vol. 26, 2011.

[14] A. Wood, B. Wollenberg, “Transmission System Effects,” Power Gener. Oper. Control, 1996.

[15] E. Rovianto, V. Lystianingrum, R. S. Wibowo, R. Delfianti, “Dynamic DC Optimal Power Flow Considering Losses and Different Battery Charge-Discharge Cost” 978-1-7281-7413-6/20/$31.00 ©2020 IEEE

[16] A. J. Conejo, L. Baringo, “*Power system operations*.” Springer, 201

[17] Pyomo. “Single-variate Piecewise Functions”. Available: https://pyomo.readthedocs.io/en/stable/library_reference/kernel/piecewise/piecewise.html

[18] Hart, William E., C. Laird, J Watson, D. L. Woodruff, Gabriel A. Hackebeil, Bethany L. Nicholson, and John D. Siirola. Pyomo – Optimization Modeling in Python. Springer, 2017.

[19] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez, R. J. Thomas, “Matpower: Steady State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education,” Power Systems, IEEE Transactions

[20] L. Thurner, A. Scheidler, F. Schäfer, “ pandapower - an Open Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis and Optimization of Electric Power Systems” , in IEEE Transactions on Power Systems.

[21] E. Moreno, V. Hinojosa, “Flujo Óptimo de Potencia utilizando algoritmos evolutivos programación en Digsilent”, Valparaíso, Chile, vol. 5, 2009

5 ANEXOS

ANEXO A. Información Referente al sistema de IEEE de 14 barras.

ANEXO B. Información Referente al SNI ecuatoriano.

ANEXO C. Información sobre la potencia que aporta cada generador al SNI.

ANEXO D. Información Referente a la Potencia activa, reactiva y pérdidas en el SNI.

ANEXO E. Información sobre la potencia que aporta cada generador al SIN hidrología seca.

ANEXO F. Información Referente a la Potencia activa, reactiva en el SIN con hidrología seca.