

Análisis eléctrico del sistema de 118 barras IEEE en MATPOWER

Milton Fernando Ceballos Caicedo*

Universidad Nacional de Colombia - Facultad de Minas

Medellín, Colombia.

mfceballosc@unal.edu.co*

Resumen—En este trabajo se presentan los resultados de los estudios realizados mediante análisis eléctrico en el sistema de 118 barras de IEEE [1]. Desde los estudios realizados se abordan situaciones donde el sistema opera únicamente con el generador slack, determinar la máxima transferencia de potencia, obtener las pérdidas, cargas y generadores que mas impactan al sistema, mejorar un punto de la red mediante la implementación de una microrred, identificar las líneas que representan mayor riesgo de operación, identificar los elementos que no deben ser desconectados del sistema, mejorar la confiabilidad, seguridad, flexibilidad y resiliencia del sistema y finalmente encontrar un despacho económico óptimo para el sistema.

Index Terms—MATPOWER, pérdidas eléctricas, máxima transferencia de potencia, generador Slack, contingencias, confiabilidad, flexibilidad, despacho económico, sistema resiliente.

I. INTRODUCCIÓN

La comprensión de la dinámica de los sistemas de potencia, como caso de estudio el sistema de 118 barras IEEE, presenta una serie de desafíos y oportunidades que son fundamentales para la operación eficiente y segura de los sistemas eléctricos de potencia (SEP). Desde evaluar la viabilidad de operar exclusivamente con un generador (el Slack) hasta identificar líneas críticas y modelar microrredes para mejorar la confiabilidad del SEP. En cada una de las secciones de este documento se refleja la importancia de comprender el funcionamiento y la dinámica de un SEP, por medio de la implementación de algoritmos desarrollados que pueden ser consultados en [2], se buscó identificar como responde un SEP ante la máxima transferencia de potencia y su punto de colapso, mitigar riesgos operativos y mejorar la flexibilidad, además se brinda estrategias que permiten mejorar la resiliencia y eficiencia de un sistema de potencia como el del caso de estudio. Los resultados y análisis detallados se presentan en cada una de las secciones de este documento.

II. SISTEMA DE 118 BARRAS

El sistema de 118 barras de IEEE de la figura 1 representa una aproximación simple del sistema de energía eléctrica

estadounidense (en el medio oeste de EE.UU) en 1962 [3]. Este sistema se ha convertido en un estándar ampliamente conocido en el sector eléctrico, siendo un modelo representativo para estudiar y comprender el comportamiento de los sistemas eléctricos de potencia (SEP). Las características de este sistema ofrece una plataforma ideal para la investigación y el desarrollo de estudios sobre análisis eléctricos. Este SEP consta de 118 barras, 19 generadores, 35 condensadores sincrónicos, 177 líneas de transmisión, 9 transformadores y 91 cargas [3].

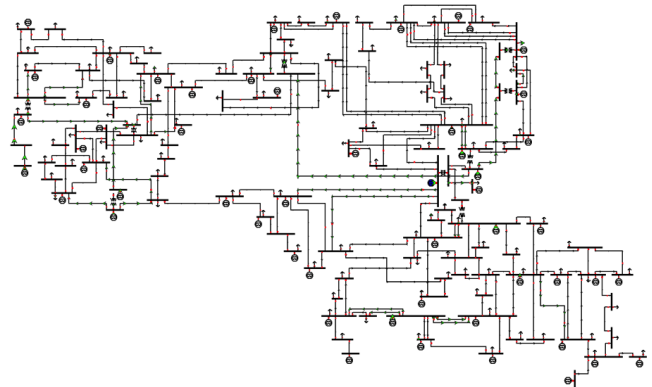


Figura 1: Sistema de 118 barras

III. SISTEMA ÚNICAMENTE CON EL GENERADOR SLACK

Teóricamente, un SEP podría operar con un único generador, pero esta configuración sería inusual y poco práctica. El generador slack o generador de referencia es el encargado de controlar la frecuencia y el voltaje de un SEP modelado. Este generador no está sujeto a restricciones de carga y puede absorber o suministrar potencia para mantener la estabilidad del sistema.

En un sistema que opere únicamente con el generador slack, se debe considerar que:

- En teoría, si bien el sistema podría operar únicamente con el slack, el SEP tendría dependencia extrema, donde el sistema se basa en un único punto de control lo que

lo hace extremadamente vulnerable a cualquier falla.

- Si el generador slack falla o experimenta algún problema, podría provocar un colapso en todo el SEP.
- Aunque el generador slack puede tener una capacidad considerable, es poco probable que pueda satisfacer la demanda de todo el SEP.
- Si el sistema opera únicamente con el slack, se presenta ineficiencia operativa del sistema, ya que el generador debería estar operando continuamente lo que puede no ser económicamente y técnicamente viable.
- En el sistema se pueden presentar problemas de baja tensión, lo que provocaría un colapso de tensión en las barras mas alejadas al slack.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, se lleva a cabo una simulación en MATPOWER del sistema de 118 barras de IEEE utilizando un único generador. Sin embargo, al ejecutar el flujo de potencia del sistema, se observa que este no logra converger.

IV. MÁXIMA TRANSFERENCIA DE POTENCIA DEL SISTEMA

La máxima transferencia de potencia en el SEP fue determinada mediante un método iterativo que aumenta gradualmente todas las cargas conectadas a la red hasta que el flujo de carga deje de converger, indicando así el límite de capacidad del sistema.

El proceso iterativo realizado fue el siguiente:

- **Inicialización:** Se identifica el valor de la demanda conectada al sistema por medio de la suma de la potencia activa y reactiva de cada una de las cargas del SEP. El valor de la demanda inicial es de 4242 MW y 1438 MVAR.
- **Aumento gradual de la carga** Todas las cargas conectadas a la red se incrementan en un factor de 1 % de la carga original en cada iteración del algoritmo.
- **Cálculo del flujo de carga** Posterior a realizar el aumento de carga, se recalcula el flujo de carga para determinar si el sistema sigue siendo estable o si comienza a presentar problemas de convergencia.
- **Identificación del límite de capacidad** Se repiten los pasos anteriores hasta que el flujo de carga ya no converge, lo que indica que el sistema ha alcanzado su máxima transferencia de potencia.
- **Registro del resultado** La carga en la que se produjo la falta de convergencia se registra como la máxima transferencia de potencia. El flujo dejó de converger cuando la carga alcanzó un valor de **1.81** veces la carga

original, siendo de 7678.02 MW y 2602.78 MVAR.

En la figura 2 se presenta el aumento de la carga en cada una de las iteraciones hasta el punto donde el flujo de carga del sistema deja de converger.

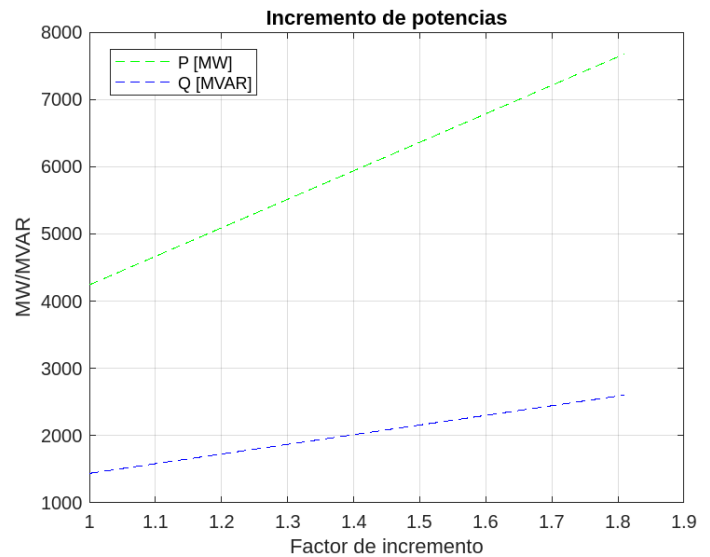


Figura 2: Sistema de 118 barras

V. FACTORES QUE IMPACTAN AL SISTEMA

En el marco de nuestro estudio sobre el sistema IEEE de 118 barras, se llevó un análisis detallado para identificar pérdidas eléctricas y los elementos que mas impactan al sistema en su operación. Para ello, se desarrolló un algoritmo que evaluó las pérdidas, las cargas y los generadores en la red, destacando aquellos con mayor influencia en el sistema. Los resultados obtenidos se presentan a continuación:

- **Pérdidas eléctricas** El elemento que presenta mayores pérdidas se localiza entre las barras 25 y 27, con un valor de 6.4 MW. Estas pérdidas representan una consideración importante para la eficiencia y gestión de la red, ya que indican áreas donde se puede mejorar la eficiencia de la red.
- **Carga mas significativa** La carga más relevante identificada en el sistema está ubicada en la barra 59, con una demanda de 277 MW (aproximadamente el 6.5 % de la demanda total). Esta carga ejerce una influencia significativa en la operación y la planificación del sistema, siendo crucial para garantizar un suministro eléctrico confiable, estable y seguro del sistema.
- **Generador mas significativo** De los generadores, se encontró que el mas influyente esta conectado a la barra 89, aportando una potencia de 607 MW a la red. Este generador aporta una potencia importante a la red donde su participación es de aproximadamente el 14 % de la

generación despachada en el sistema.

VI. MICRORRED

En el sistema de 118 barras de IEEE modelado en Power Factory [4], se han identificado varias barras con problemas de baja tensión (barras resaltadas en azul en la Figura 3) y elementos del sistema con sobrecarga (elementos resaltados en rojo en la Figura 3).

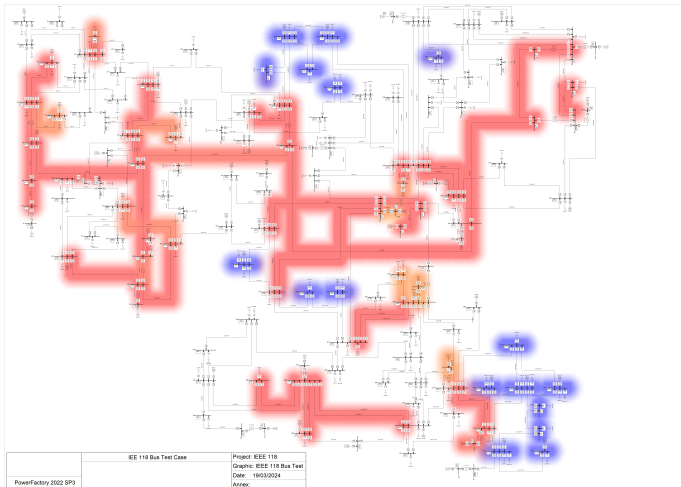


Figura 3: Sistema de 118 barras IEEE, a) Barras con problemas de baja tensión resaltadas en azul. b) Elementos con sobrecarga resaltados en rojo

Para el análisis y modelado de una microrred en este sistema, se ha seleccionado el área delimitada por las líneas *Line 100-106*, *Line 100-104* y *Line 100-103*. En esta región, se han detectado problemas de baja tensión y una situación de sobrecarga, como se observa en la sección inferior derecha de la Figura 3.

El área seleccionada donde se implementará la microrred consta de 12 barras, de las cuales 8 presentan problemas de baja tensión 4, adicionalmente se ha identificado que ante la N-1 del generador *Gen 111*, las condiciones del área empeoran. Por facilidad, esta área será denominada como área sur-oriental.

La microrred a plantear debe solucionar los dos principales problemas del área sur-oriental, sobrecarga y bajas tensiones.

- **Sobrecargas:** la sobrecarga de la línea entre las barras *B100* y *B103*, será eliminada al definir una mínima generación interna del área.
- **Bajas tensiones:** para el problema de bajas tensiones en el área, se propone aumentar la generación interna con generación distribuida, lo que disminuirá la importación de energía que impacta positivamente en la sobrecarga inicial y adicionalmente se plantea aumentar

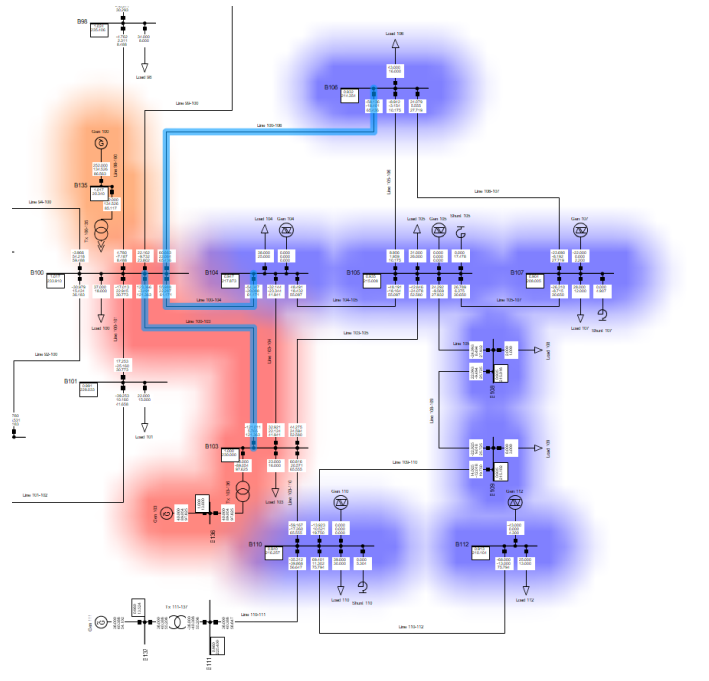


Figura 4: Porción seleccionada del sistema para implementar la microrred

el enmallamiento del área.

Al realizar un estudio sobre la cargabilidad de las líneas con respecto a la importación del área, se determina que la línea *Line 100-103* es la mas propensa a la sobrecarga, por tanto esta determina la importación del área en 190 MW. Una vez fijo este valor, se procede a evaluar el estado de las tensiones en el área, donde se encontró que las barras con mayor caída de tensión corresponden a *B112* y *B107*. Adicionalmente, se observa que estas barras se encuentran conectadas plantas de generación con inversores.

Se crea una nueva línea entre las barras *B109* y *B112*, logrando así eliminar la radialidad de estas barras y mejorando la caída de tensión en las mismas. Adicionalmente, se conectan dos nuevos generadores síncronos de 5 MW en las las *B107* y *B112*. Con estos nuevos activos en la area, se eliminan los problemas de bajas tensiones, finalmente se recomienda una generación mínima de 100 MW en el área para prevenir la sobrecarga de la línea *Line 100-103*. En la figura 5 se observa en recuadro rojo los nuevos generadores implementados en el area y en recuadro de color verde, la nueva línea de transmisión construida. Adicionalmente se observa que las bajas tensiones y la sobrecarga fueron eliminadas del área.

VII. LÍNEAS CON MAYOR RIESGO PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA

Se llevo a cabo un análisis por medio de un algoritmo para identificar las líneas que presentan mayor riesgo en la operación del SEP, asumiendo que las líneas con mayor

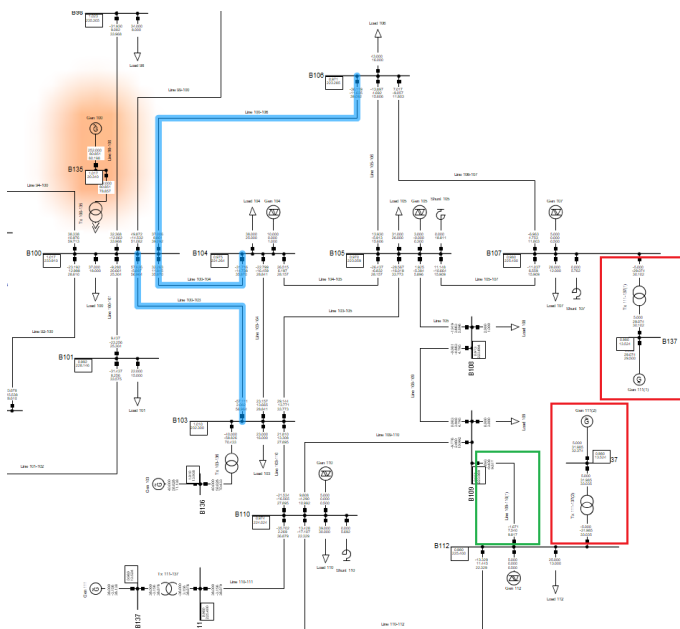


Figura 5: Implementación de la microrred

riesgo son las que transportan potencia y las barras con mayor riesgo son las que presentan mayor caída de tensión.

- **Lineas con mayor cargabilidad** Por medio de la ejecución de un flujo de carga, se identificó en el sistema las 5 líneas con mayor cargabilidad, siendo estas las que representan un alto riesgo operativo debido a la cantidad de potencia que están transfiriendo, lo que puede aumentar la probabilidad de sobrecargas y problemas de estabilidad en el sistema. Las líneas identificadas ordenadas de mayor a menor son las siguientes:

- Línea que se encuentra entre las barras 8 - 9 con una transferencia de 449.7 MW.
- Línea que se encuentra entre las barras 9 - 10 con una transferencia de 446 MW.
- Línea que se encuentra entre las barras 5 - 8 con una transferencia de 360.7 MW.
- Línea que se encuentra entre las barras 38 - 37 con una transferencia de 268.5 MW.
- Línea que se encuentra entre las barras 30 - 17 con una transferencia de 249.2 MW.

- **Barras con mayor caída de tensión** La caída de tensión en un SEP puede llegar a afectar la calidad del suministro eléctrico y presentar problemas de estabilidad en el sistema, por lo cual se identificaron las 5 principales barras donde mayor caída de tensión se presentó al ejecutar un flujo de carga. Las barras identificadas son las siguientes:

- La barra 76 presenta una tensión de 0.9430 pu.
- La barra 53 presenta una tensión de 0.9460 pu.
- La barra 118 presenta una tensión de 0.9494 pu.
- La barra 55 presenta una tensión de 0.9520 pu.
- La barra 107 presenta una tensión de 0.9520 pu.

VIII. ELEMENTOS QUE NO DEBEN DESCONECTARSE DE LA RED ELÉCTRICA

Para identificar los elementos críticos que no deben desconectarse de la red eléctrica, se diseñó un algoritmo para implementar la n-1 para líneas, transformadores y generadores del sistema. En este proceso, se desconecta un elemento y se ejecuta un flujo de carga para determinar si el sistema converge adecuadamente. Si el flujo de carga no converge, se concluye que el elemento no debe desconectarse de la red, asegurando así una evaluación exhaustiva de la criticidad de cada componente del sistema.

Se identificaron varios elementos críticos que no deben desconectarse de la red eléctrica para mantener su estabilidad, estos elementos son los siguientes:

- Elemento entre las barras 8 - 9.
- Elemento entre las barras 9 - 10.
- Elemento entre las barras 71 - 73.
- Elemento entre las barras 85 - 86.
- Elemento entre las barras 86 - 87.
- Elemento entre las barras 110 - 111.
- Elemento entre las barras 110 - 112.
- Elemento entre las barras 68 - 116.
- Elemento entre las barras 12 - 117.
- Se encontró que ante la n-1 de generador, el sistema converge sin inconvenientes.

IX. CONFIABILIDAD Y LA SEGURIDAD DE LA RED

En un SEP, mejorar la confiabilidad y seguridad de la red implica modernizar la red, enmallarla, diversificar y distribuir las fuentes de generación, en resumen, hacerla robusta ante las posibles contingencias N-1 que se pueden materializar.

Como ejemplo, se toma la subarea definida y modificada en la sección VI. Donde antes del ingreso de los nuevos activos (línea *Line 109-110(1)*, generadores *Gen 111(2)* y *Gen 111(1)*), se había identificado problemas de estabilidad y convergencia del modelo ante la contingencia de cualquiera de los siguientes elementos en el área:

- Elemento entre las barras 110 - 111.
- Elemento entre las barras 110 - 112.

Con las modificaciones realizadas en la microrred, y validando nuevamente la desconexión de elementos críticos en la red, se encuentra que las anteriores contingencias fueron eliminadas y no se presentan problemas de convergencia en

el modelo.

X. FLEXIBILIDAD DE LA RED ELÉCTRICA

La flexibilidad eléctrica se refiere a la capacidad dinámica de la red eléctrica para adaptarse y responder de manera eficiente, confiable y segura a los cambios tanto en la generación como en la demanda de energía. Una estrategia clave para garantizar el suministro energético frente a contingencias o la indisponibilidad de activos en el sistema es el fraccionamiento de la red. Para lograr esto, la red debe ser altamente flexible y capaz de permitir divisiones que aislen áreas afectadas. Por lo tanto, para mejorar la flexibilidad de una red eléctrica, es fundamental aumentar su nivel de interconexión para asegurar una cobertura óptima de la demanda.

En la sección VI, se observa que se introdujo una nueva línea al sistema (figura 5), adicionalmente se ingresaron dos nuevos generadores síncronos con el propósito de mejorar el nivel de tensión en los nodos del área. El enmallamiento de esta área, permitió hacerla más fuerte ante las dos contingencias críticas del área que se nombran en la sección VIII y que corresponden a las líneas *Line 110-112* y *Line 109-110*.

En el ejemplo citado en esta sección para el área suroriental, se mejoró la flexibilidad de la red en el área, ocasionando que ante contingencias o indispensabilidades se desatienda demanda.

XI. HACER EL SISTEMA MAS RESILIENTE

Para hacer un SEP más resiliente, es fundamental implementar medidas, tecnologías y nuevos activos en el sistema que fortalezcan su capacidad de resistir y recuperarse de eventos. Algunas de las estrategias para lograr que un sistema sea más resiliente son:

- **Diversificación de fuentes de energía:** Integrar en el sistema diversas fuentes de energía, incluidas las renovables y la generación distribuida, esto con el fin de reducir la dependencia de una única fuente de generación y aumentar la resiliencia ante interrupciones del suministro.
- **Desarrollo de redes inteligentes:** Implementar sistemas de gestión de energía avanzados y tecnologías de control que permitan una operación más dinámica y adaptable de la red eléctrica, facilitando la detección y la respuesta rápida a eventos.
- **Mejora de la Infraestructura:** Modernizar y fortalecer la infraestructura de la red eléctrica, incluyendo equipos de transmisión y distribución, subestaciones y sistemas de protección, para reducir la vulnerabilidad ante

diferentes eventos.

- **Sistemas de Almacenamiento de Energía:** Implementar sistemas de almacenamiento de energía, como baterías y almacenamiento hidroeléctrico, para tener un respaldo lo suficientemente grande y distribuido para responder ante desviaciones demanda generación.

Al implementar medidas como estas, un SEP aumenta su resiliencia y su capacidad para resistir y recuperarse de eventos que incluso pueden ser en cascada, asegurando así un suministro eléctrico confiable y continuo para los usuarios finales.

Como ejemplo del aumento de resiliencia en el sistema, podemos citar el ejemplo de la sección VI donde el sistema se recupera mejor ante las contingencias críticas del área y garantizando tensiones muy cercanas al 1 en pu, y sin presentar sobrecargas.

XII. DESPACHO ECONÓMICO ÓPTIMO

El despacho económico óptimo es el proceso para determinar la combinación más económica de generación de energía para satisfacer la demanda de un SEP, teniendo en cuenta factores como los costos de generación de los recursos de generación, las restricciones de la red y la seguridad operativa. El objetivo principal de un despacho económico óptimo es minimizar los costos totales de generación mientras se cumplen todas las restricciones del sistema.

Listing 1: Script donde se ejecuta un flujo de potencia y un flujo óptimo de potencia

```
%% *****
% Despacho economico optimo del caso
% de 118 barras
%% *****

name = 'case118';
% Cargamos el caso
mpc = loadcase(name);

% Ejecuta el flujo de potencia y guarda
% resultados en output_pf.txt
diary('output_pf.txt');
res = runpf(mpc);
diary off;

% Ejecuta el flujo de potencia optimo
% y guarda resultados en output_opf.txt
mpc = loadcase(name);
diary('output_opf.txt');
resOpt = runopf(mpc);
diary off;

% info generacion
```



```

24 genPF = res.gen(:, [1, 2, 9]); %
    generaci n del flujo de potencia
25 genOPF = resOpt.gen(:, [1, 2, 9]); %
    generaci n del flujo optimo de
    potencia
26 % Une los resultados de generaci n
27 % para comparar
28 comparaGeneracion = [genPF genOPF];
29 % Costo total de generaci n
30 resOpt.f;

```

Para el caso de estudio del sistema de 118 barras de IEEE, se realiza un flujo de potencia por medio de la función *runpf()* y un flujo optimo del sistema de potencia por medio de *runopf()*. Mientras que en el primer escenario solo se ejecuta el flujo de potencia, en el segundo se tiene en cuenta los costos de generación, las restricciones de los recursos de generación y las pérdidas del sistema.

Para tener una mejor perspectiva del comportamiento de las variables de cada uno de los flujos de potencia, se desarrolló el script 1, el cual ejecuta un flujo de potencia y flujo de potencia optimo, almacena los resultados en *output_pf.txt* y *output_opf.txt* respectivamente.

Converged in 0.07 seconds

System Summary			
How many?	How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses	118	Total Gen Capacity	9966.2 -7345.0 to 11777.0
Generators	54	On-line Capacity	9966.2 -7345.0 to 11777.0
Committed Gens	54	Generation (actual)	4374.9 795.7
Loads	99	Load	4242.0 1438.0
Fixed	99	Fixed	4242.0 1438.0
Dispatchable	0	Dispatchable	-0.0 of -0.0 -0.0
Shunts	14	Shunt (inj)	-0.0 84.4
Branches	186	Losses (I ² * Z)	132.86 783.79
Transformers	11	Branch Charging (inj)	- 1341.7
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0 0.0
Areas	1		
Minimum		Maximum	
Voltage Magnitude	0.943 p.u. @ bus 76	1.050 p.u. @ bus 10	
Voltage Angle	7.05 deg @ bus 41	39.75 deg @ bus 89	
P Losses (I ² *R)	-	6.40 MW @ line 25-27	
Q Losses (I ² *X)	-	59.22 MVar @ line 9-10	

Figura 6: Resultados del flujo de potencia con *runpf()*

Haciendo una comparación entre los resultados del flujo de potencia (figura 6 y el flujo óptimo de potencia (figura 7, se observa que este ultimo tiene el valor de la función objetivo (**129660.70 \$/hr**), el voltaje mínimo y máximo es mejor (se encuentra mas cerca del 1 en p.u.), la perdida de potencia activa (**P**) y reactiva (**Q**) es menor y se presenta en los mismos elementos del sistema (*line 25-27* y *line 9-10*).

REFERENCIAS

- [1] M. E. Baran and F. F. Wu, "Ieee 118-bus system," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, no. 3, pp. 1045–1052, 1991.

Converged in 0.69 seconds
Objective Function Value = 129660.70 \$/hr

System Summary			
How many?	How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses	118	Total Gen Capacity	9966.2 -7345.0 to 11777.0
Generators	54	On-line Capacity	9966.2 -7345.0 to 11777.0
Committed Gens	54	Generation (actual)	4319.4 388.3
Loads	99	Load	4242.0 1438.0
Fixed	99	Fixed	4242.0 1438.0
Dispatchable	0	Dispatchable	-0.0 of -0.0 -0.0
Shunts	14	Shunt (inj)	-0.0 92.4
Branches	186	Losses (I ² * Z)	77.40 483.52
Transformers	11	Branch Charging (inj)	- 1440.9
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0 0.0
Areas	1		
Minimum		Maximum	
Voltage Magnitude	1.011 p.u. @ bus 81	1.060 p.u. @ bus 66	
Voltage Angle	15.40 deg @ bus 41	37.65 deg @ bus 10	
P Losses (I ² *R)	-	4.47 MW @ line 25-27	
Q Losses (I ² *X)	-	47.19 MVar @ line 9-10	
Lambda P	36.54 \$/MWh @ bus 89	41.25 \$/MWh @ bus 41	
Lambda Q	-0.22 \$/MWh @ bus 66	0.44 \$/MWh @ bus 76	

Figura 7: Resultados del flujo de potencia óptimo con *runopf()*

- [2] mfceballosc. Repositorio de github - sistemas de potencia matpower. [Online]. Available: <https://github.com/mfceballosc/SistemasDePotenciaMatpower.git>
- [3] "Ieee 118-bus system," <https://icseg.iti.illinois.edu/ieee-118-bus-system/>.
- [4] P. S. T. C. Archive, "IEEE 118-bus modified test system," <https://www.kios.ucey.ac.cy/testsystems/index.php/ieee-118-bus-modified-test-system/>, Year of Access.