

Análisis eléctrico del sistema de 118 barras IEEE en Power Factory

Milton Fernando Ceballos Caicedo*

Universidad Nacional de Colombia - Facultad de Minas

Medellín, Colombia.

mfceballosc@unal.edu.co*

Resumen—Los análisis en sistemas de potencia son fundamentales para asegurar la confiabilidad, estabilidad y eficiencia de las redes eléctricas. Estos estudios abarcan diversas áreas y metodologías que permiten evaluar y mejorar el funcionamiento de los sistemas eléctricos en diferentes condiciones operativas

Index Terms—subtransitorias, 118 barras IEEE, eventos críticos, estabilidad de pequeña señal, estabilidad transitoria, estabilidad de tensión, power factory, contingencias, cortocircuito, modelo eléctrico.

I. INTRODUCCIÓN

El objetivo principal de este informe es analizar las dinámicas de la red eléctrica durante su operación, utilizando modelos dinámicos genéricos que representen adecuadamente las características subtransitorias, transitorias y de estado estable de los generadores y las cargas. Este estudio se realiza sobre el caso de 118 barras de IEEE [1] y empleando el software Power Factory que es una herramienta robusta y ampliamente utilizada en el análisis y simulación de sistemas eléctricos de potencia (SEP).

La descripción del modelo eléctrico utilizado y los análisis realizados en este informe son:

- **Modelo Eléctrico:** El modelo de 118 barras de IEEE [1] fue sujeto a modificaciones para los análisis presentados en este informe.
- **Estudio de Cortocircuito:** Se evalúan las condiciones de falla en condiciones de cortocircuito trifásico, bifásico y monofásico, analizando la contribución de los distintos generadores durante estos eventos.
- **Análisis de Contingencias:** Se identifican los elementos del sistema cuya salida tiene un mayor impacto en la operación dinámica de la red, considerando la salida de líneas, transformadores, cargas y generadores.

- **Identificación de Eventos Críticos:** Se detectan y analizan eventos que provocan diferentes dinámicas en la operación de la red, tales como oscilaciones de potencia, inestabilidad de primera oscilación, inestabilidad de largo plazo e inestabilidad de tensión.

■ Análisis de Estabilidad

- **Estabilidad de Pequeña Señal:** Evaluación de la estabilidad de pequeña señal para los eventos identificados.
- **Estabilidad Transitoria:** Análisis de la estabilidad transitoria del sistema ante eventos críticos.
- **Estabilidad de Tensión:** Estudio de la estabilidad de tensión del sistema bajo diferentes eventos identificados.

El enfoque integral de este informe busca proporcionar una comprensión profunda de las dinámicas operativas del sistema eléctrico, identificando posibles puntos críticos y proponiendo medidas para mejorar la estabilidad y la confiabilidad de la red. Los resultados obtenidos permitirán a los operadores y planificadores del sistema tomar decisiones informadas para garantizar una operación segura y eficiente de la red eléctrica.

II. MODELO ELÉCTRICO

El modelo de 118 barras de IEEE [1] ajustado para este estudio incluye la actualización de los valores despachados de cada generador para reflejar las condiciones operativas reales, la modificación de la cargabilidad máxima y capacidad de algunas líneas de transmisión y transformadores, y la implementación de modelos de cargas dinámicas que consideran las dependencias de voltaje y frecuencia. Estos ajustes aseguran una representación precisa y detallada de las dinámicas del sistema eléctrico bajo diversas condiciones de operación y eventos críticos. Todos los ajustes antes mencionados se encuentran sobre el modelo disponible en [2]

III. CASO DE ESTUDIO

En la sección anterior se dio claridad de los ajustes realizados sobre el modelo para evitar sobrecargas y sobretensiones en el sistema en estado estacionario. Para realizar los análisis se debe ejecutar diferentes eventos en el sistema de la figura 1 que corresponde al caso de 118 barras IEEE [1] para caracterizar los problemas que tiene esta red.

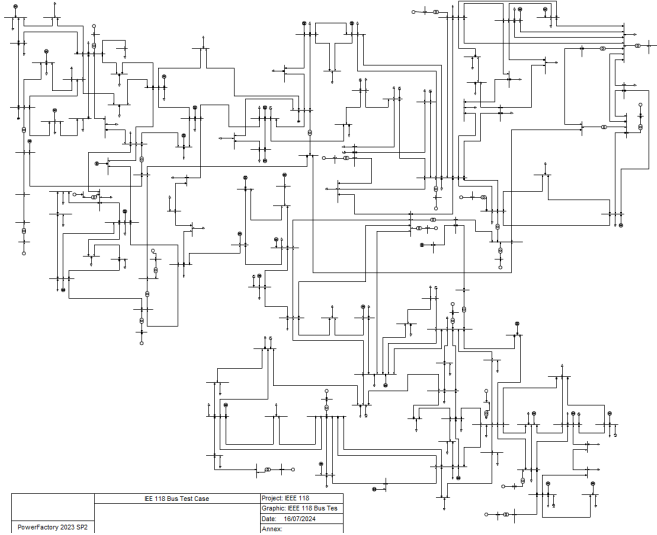


Figura 1: Unifilar de 118 barras IEEE.

IV. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

El cortocircuito se considera como uno de los eventos más destructivos en los sistemas de potencia debido a las elevadas corrientes que atraviesan los equipos, ocasionando eventos térmicos devastadores e importantes esfuerzos mecánicos.

En sistemas eléctricos con múltiples generadores, no todos contribuyen de la misma manera a las corrientes de cortocircuito. Algunos generadores pueden tener una mayor capacidad de suministro de corriente en caso de un cortocircuito debido a su tamaño, configuración y capacidad de salida.

Para estudiar la corriente de cortocircuito se debe tener en cuenta que se divide en tres fases: transitoria (I_k'), subtransitoria (I_k'') y de estado estable (I_k) como se observa en la figura 2. La fase transitoria es inicialmente alta debido a la baja impedancia del circuito y dura desde milisegundos hasta microsegundos, influenciada por elementos como inductores y capacitores. Le sigue la fase subtransitoria, determinada por la reactancia subtransitoria del generador y la red, con una duración de unos pocos a varios ciclos eléctricos y una magnitud menor que la transitoria. Finalmente, la corriente de falla de estado estable se establece cuando el sistema alcanza un equilibrio dinámico después del cortocircuito, siendo menor en magnitud y dependiente de las impedancias de los componentes de la red, como transformadores y líneas, así como de los dispositivos de protección activados.

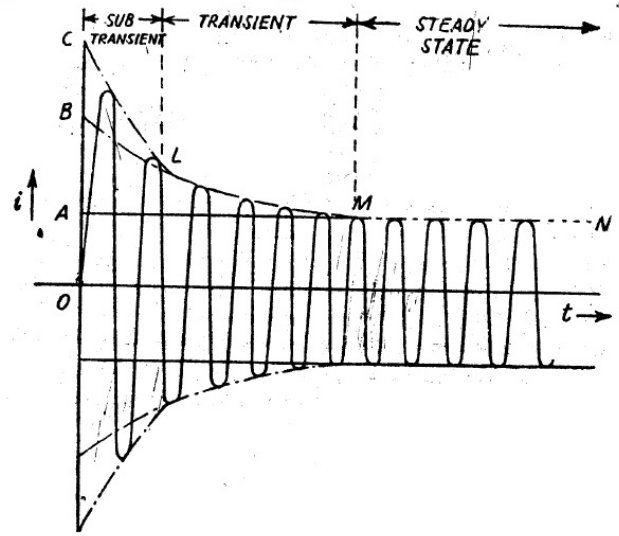


Figura 2: Corriente subtransitoria (I_k''), transitoria (I_k') y estado estable (I_k)

En el sistema de la figura 1, haciendo uso del módulo de cortocircuito de Power Factory se identificó el aporte de corriente de cortocircuito monofásico, bifásico y trifásico ante una falla de cada uno de los generadores de la red y se seleccionaron los 6 generadores que más corriente de cortocircuito aportó a cada una de las fallas.

IV-A. Cortocircuito monofásico

Para determinar el aporte de corriente de cortocircuito en caso de falla monofásica de cada generador, se utilizó el módulo de cortocircuito de Power Factory. Se simuló fallas en cada barra del sistema eléctrico para evaluar el impacto de cortocircuito de cada generador. Los resultados detallados de los aportes de corriente de cada generador están disponibles en [3]. En la figura 3 se presentan los seis generadores con mayor aporte de corriente monofásica.

Terminal	Connected Element (Branch)	Phase	Fault Voltage (kV)	S_k'' (MVA)	I_k'' (kA)	I_k (kA)
B121	Gen 111	A	0	2112.49	182.95	161.93
B129	Gen 61	A	0	5024.48	362.61	330.03
B130	Gen 65	A	0	4222.68	304.75	277.03
B134	Gen 66	A	0	2197.32	190.29	174.04
B125	Gen 87	A	0	2649.34	229.44	207.91
B132	Gen 89	A	0	3054.94	240.51	222.65

Figura 3: Seis generadores con mayor aporte de corriente de cortocircuito monofásica

Basándonos en esta evaluación, se puede concluir que el generador que presenta el mayor aporte de corriente de cortocircuito es el **Gen 61**, el cual está conectado a la barra **B129** con una corriente subtransitoria de 362.61 A y una

corriente de cortocircuito estable en estado estable de 330.3 A.

IV-B. Cortocircuito bifásico

Utilizando el módulo de Power Factory mencionado en la sección anterior, se simularon fallas bifásicas en cada barra de la red. Los resultados detallados de esta evaluación están disponibles en [3]. La figura 4 muestra los seis generadores que contribuyen con mayor corriente en caso de falla bifásica.

Terminal	Connected Element (Branch)	Phase	Fault Voltage (kV)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Ik (kA)
B121	Gen 111	B	6.03	1219.64	105.62	93.49
B121	Gen 111	C	6.03	1219.64	105.62	93.49
B129	Gen 61	B	6.91	2900.87	209.35	190.54
B129	Gen 61	C	6.91	2900.87	209.35	190.54
B130	Gen 65	B	7.32	2437.96	175.94	159.94
B130	Gen 65	C	7.32	2437.96	175.94	159.94
B134	Gen 66	B	4.70	1268.62	109.87	100.48
B134	Gen 66	C	4.70	1268.62	109.87	100.48
B125	Gen 87	B	5.83	1529.60	132.47	120.04
B125	Gen 87	C	5.83	1529.60	132.47	120.04
B132	Gen 89	B	6.57	1763.77	138.86	128.54
B132	Gen 89	C	6.57	1763.77	138.86	128.54

Figura 4: Seis generadores con mayor aporte de corriente de cortocircuito bifásico

Basándonos en la simulación de fallas bifásicas realizada con el módulo de Power Factory, se ha determinado que el generador que contribuye con la mayor corriente bifásica en el sistema eléctrico es el **Gen 61**, conectado a la barra **B129**. Los valores obtenidos indican una corriente subtransitoria de 209.35 A y una corriente de cortocircuito en estado estable de 190.54 A.

IV-C. Cortocircuito trifásico

De manera similar a las anteriores, se llevaron a cabo simulaciones de fallas trifásicas en cada una de las barras del sistema eléctrico. Los resultados completos de esta evaluación se pueden consultar en [3]. En la figura 5, se presentan los seis generadores identificados por su significativo aporte de corriente en situaciones de falla trifásica.

Los resultados obtenidos de la simulación de fallas trifásicas mediante el módulo de Power Factory han revelado que el generador con mayor aporte de corriente en el sistema es el **Gen 61**, localizado en la barra **129**. El valor de corriente subtransitoria es de 241.02 A y la corriente de cortocircuito de estado estable de 204.35 A.

Los resultados obtenidos destacan que, entre los tres tipos de fallas posibles, el cortocircuito monofásico se presenta como el más crítico debido a las altas corrientes tanto en la fase subtransitoria como transitoria. Este tipo de falla genera corrientes significativamente elevadas que pueden impactar severamente la estabilidad y la seguridad del sistema eléctrico.

Terminal	Connected Element (Branch)	Fault Voltage (kV)	Sk" (MVA)	Ik" (kA)	Ik (kA)
B121	Gen 111	0	4205.81	121.41	96.49
B126	Gen 12	0	2608.09	109.11	95.82
B129	Gen 61	0	10018.82	241.02	201.35
B130	Gen 65	0	8418.56	202.52	168.82
B125	Gen 87	0	5218.69	150.65	125.10
B132	Gen 89	0	6079.88	159.56	137.57

Figura 5: Seis generadores con mayor aporte de corriente de cortocircuito trifásico

La corriente subtransitoria, medida inmediatamente después de la ocurrencia de la falla, alcanza niveles que sobrepasan los 300 kA, mientras que la corriente transitoria, que persiste durante un período más prolongado es de igual criticidad. Estos hallazgos subrayan la importancia de implementar estrategias efectivas de protección y mitigación para gestionar adecuadamente los riesgos asociados con los cortocircuitos monofásicos en el sistema eléctrico.

V. EVENTOS CRÍTICOS EN LA RED ELÉCTRICA

La operación eficiente y segura de una red eléctrica moderna depende en gran medida de la capacidad de gestionar de manera efectiva la salida de diferentes elementos clave, como líneas de transmisión, transformadores, cargas y generadores. Cada uno de estos componentes desempeña un papel fundamental en la estabilidad dinámica del sistema, y su desconexión o pérdida puede tener repercusiones significativas en la operación continua y confiable del suministro eléctrico.

Esta sección se centra en identificar y evaluar los impactos críticos que la salida de estos elementos puede tener en la dinámica operativa de la red. Para determinarlos se ejecuta contingencias de cada uno de los elementos de la red excepto las barras y posteriormente se evalúa dinámicamente las mas criticas.

V-A. Contingencias en la red

Se llevaron a cabo simulaciones de contingencias para cada uno de los elementos del sistema eléctrico utilizando el caso de estudio de 118 barras del estándar IEEE [1]. Las sobrecargas resultantes fueron identificadas y están detalladas en el documento disponible en [4] en formato html. En la figura 6, se destacan las doce contingencias más críticas del sistema, resaltando los escenarios donde las condiciones de operación exceden los límites de diseño establecidos.

La figura 6 muestra un total de doce contingencias, de las cuales seis involucran generadores, cuatro afectan líneas de transmisión y dos impactan transformadores. Estos elementos son objeto de evaluación para determinar su criticidad en la operación dinámica del sistema eléctrico.

Estas contingencias específicas son analizadas detalladamente para comprender cómo afectan el comportamiento del sistema bajo diversas condiciones operativas. Este análisis

Component	Branch, Substation or Site	Loading Continuous [%]	Loading Short-Term [%]	Loading Base Case [%]	Contingency Number	Contingency Name	Base Case and Continuous Loading [0 % - 163 %]
1	Line 23-25	162.6	162.6	91.7	83	Line 26-30	
2	Line 63-64	159.6	159.6	97.5	224	Gen 59	
3	Tx 81-80	150.8	150.8	71.4	229	Gen 80	
4	Line 68-81	150.8	150.8	71.3	229	Gen 80	
5	Line 30-38	149.9	149.9	90.2	240	Tx 30-17	
6	Tx 64-61	142.7	142.7	43.3	248	Tx 63-59	
7	Line 49-66 C1	140.9	140.9	74.2	222	Gen 49	
8	Line 49-66 C2	140.9	140.9	74.2	222	Gen 49	
9	Line 79-80	139.9	139.9	75.4	172	Line 77-78	
10	Line 15-17	138.4	138.4	91.9	68	Line 17-18	
11	Tx 63-59	138.2	138.2	84.5	224	Gen 59	
12	Line 77-78	135.8	135.8	59.2	177	Line 79-80	

Figura 6: Seis generadores con mayor aporte de corriente de cortocircuito trifásico

incluye la evaluación de parámetros como la estabilidad de voltaje y frecuencia, así como la capacidad de respuesta del sistema ante perturbaciones, para determinar la robustez y confiabilidad del sistema eléctrico frente a posibles eventos.

V-B. Simulación Dinámica

En la sección anterior se identificaron diversas contingencias críticas, siendo la mayor criticidad la correspondiente a **Línea 26-30**. Esta contingencia fue seleccionada para evaluar su impacto en la red ante un posible cortocircuito en dicha línea.

En la figura 7, se observa el comportamiento de las tensiones en las barras B49, B26, B31 y B16, donde se observa bajas tensiones y oscilación en el nivel de tensión, lo cual no es habitual ni deseable.

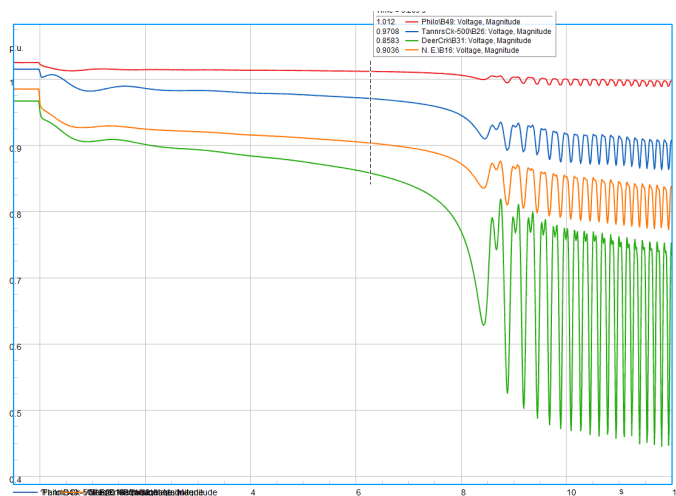


Figura 7: Comportamiento de tensiones ante falla en Line 26-30

En la Figura 8, se analiza el comportamiento de la frecuencia en las barras B113, B15, B16 y B49 del sistema durante un cortocircuito en la línea **26-30**. Aunque la frecuencia es una variable global, las disparidades observadas son consecuencia de las oscilaciones en los generadores individuales del sistema, lo que genera fluctuaciones en la frecuencia global del sistema eléctrico.

La figura 9, se visualiza el comportamiento de 19 generadores del sistema. Se debe notar que de los 19 generadores

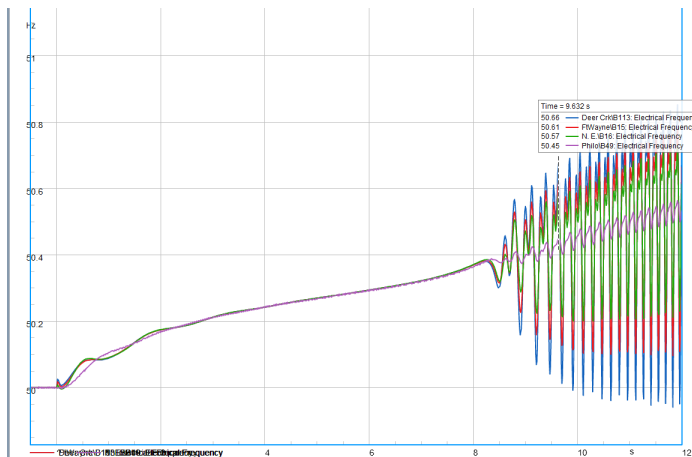


Figura 8: Comportamiento de frecuencia ante falla en Line 26-30

monitoreados en el área de influencia 10, únicamente el generador **Gen 31** es el que presenta deslizamiento de polos. El despacho de este generador en este escenario es de 150 MW.

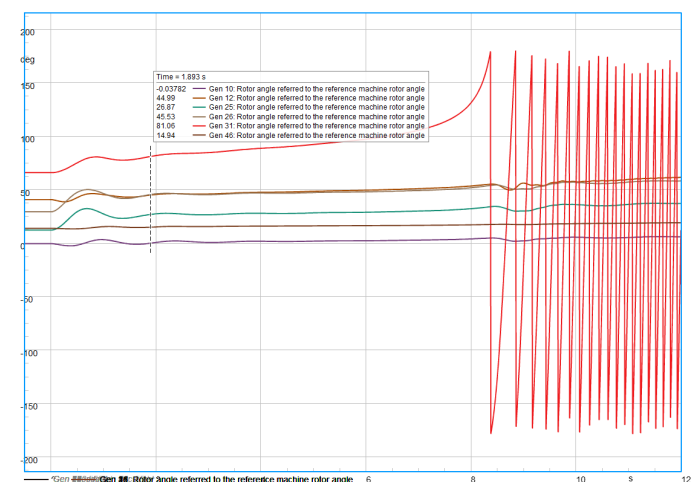


Figura 9: Comportamiento de ángulo de generador ante falla en Line 26-30

VI. DINÁMICAS DURANTE LA OPERACIÓN

Debido al despacho de generación cargado en el caso de estudio, se presentan diversas contingencias críticas que pueden conducir a inestabilidades en la red eléctrica. Estas incluyen fluctuaciones en la tensión y la frecuencia, oscilaciones en la potencia, así como inestabilidades de primera oscilación y a largo plazo.

La inestabilidad de tensión se logra observar en la figura 7, donde la tensión en la barra B31, después de ocurrida la falla y la actuación de las protecciones no se recupera y comienza a decaer hasta el segundo 8 aproximadamente. En este punto

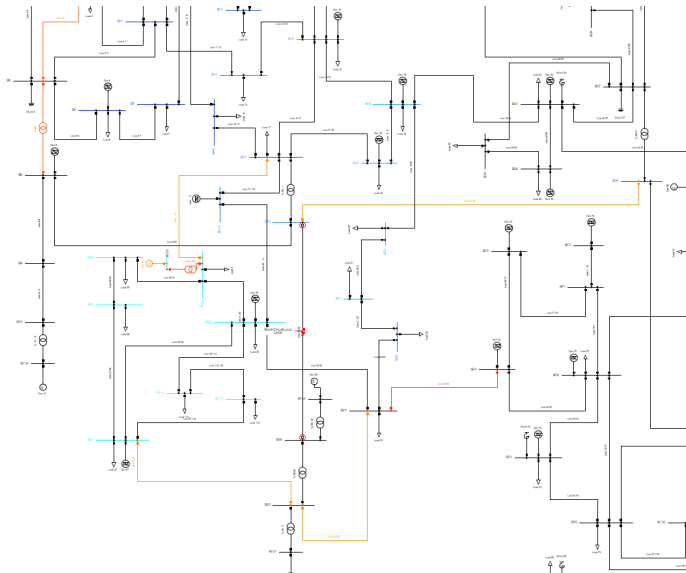


Figura 10: Área de influencia (inferior izquierda del unifilar). Barras en Azul claro representa las barras con las tensiones mas bajas del sistema.

la tensión comienza a oscilar.

La oscilación de frecuencia se representa en la figura 8, donde se observa que despues de despejar la falla, la frecuencia del sistema comienza a crecer indicando claramente una aceleración en los rotores de las maquinas de generación. Este aumento de la frecuencia se presenta hasta el segundo 8 aproximadamente, a partir del cual la frecuencia comienza a oscilar de manera exponencial hasta que hace colapsar la operación del sistema.

En la figura 9, se observa el comportamiento del ángulo del rotor de los 19 generadores analizados, donde se puede apreciar que el **Gen 31** presenta pérdida de sincronismo. Este generador esta entregando 150 MW de potencia a la red, y al perder sincronismo hace que la frecuencia de todo el sistema oscile exponencialmente lo que provocaría un blackout en el SEP. La oscilación de potencia de los generadores se puede apreciar en la figura 11

En las imágenes presentadas se logra apreciar que el sistema después de ocurrida la falla, la tensión tiende a disminuir, el ángulo del rotor del generador Gen 31 tiende a aumentar y la frecuencia esta en constante aumento, hasta el segundo 8 aproximadamente antes de entrar en una operación inestable.

VII. ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL

El análisis de estabilidad de pequeña señal en un sistema de potencia hace referencia al estudio que evalúa cómo se comporta el sistema eléctrico frente a pequeñas variaciones o perturbaciones en condiciones de operación estables. Las pequeñas perturbaciones que continuamente ocurren en los sistemas eléctricos de potencia responden a variaciones de

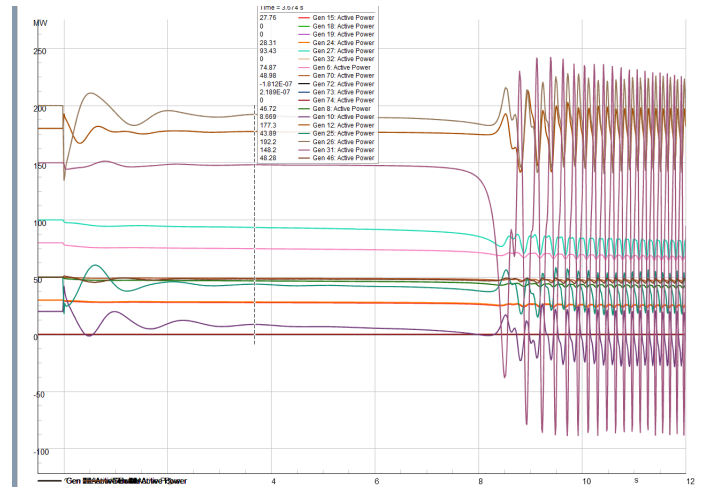


Figura 11: Oscilación de potencia en 19 generadores de la red

carga y generación.

La estabilidad de pequeña señal es la habilidad de los sistemas de potencia para mantener el sincronismo durante pequeños cambios de las condiciones de operación básicamente relacionados con variaciones de cargas y generación. La estabilidad de pequeña señal depende del estado de operación inicial del sistema ya que en este tipo de análisis son consideradas únicamente pequeñas perturbaciones [5].

El comportamiento de un sistema dinamico como el caso de estudio aquí tratado, puede ser descrito por un conjunto de n ecuaciones diferenciales ordinarias no lineales de primer orden. Lo que permite de esta manera, definir las ecuaciones de estado del sistema, donde serán de orden n que asu vez representa el numero de variables de estado.

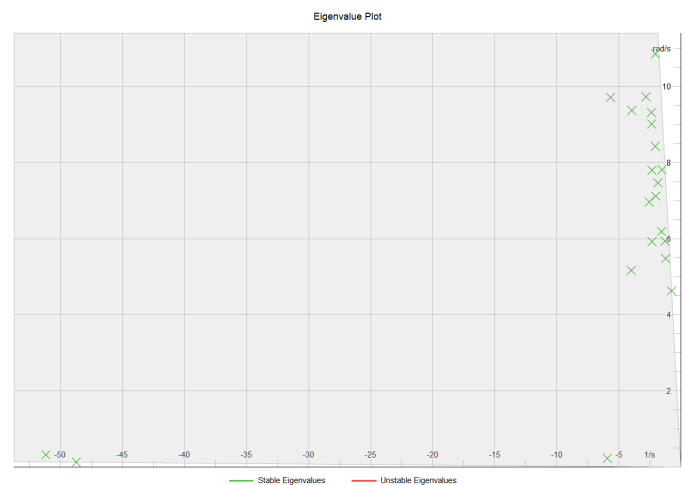


Figura 12: Distribución de eigenvalores en el plano complejo

Al linealizar las ecuaciones resultantes descritas

anteriormente, se puede obtener un solo punto de operación del sistema y estudiar cual es el comportamiento del sistema al ser sometido a pequeñas perturbaciones que ocurren continuamente en las variables de estado y en las entradas del sistema.

Al realizar transformaciones matemáticas, se puede obtener los polos y ceros de la ecuación característica del sistema eléctrico de potencia. De esta manera, al calcular el determinante y despejar las raíces de la ecuación característica se obtiene los **valores propios** o eigenvalores del sistema. A partir de estos valores se puede determinar la estabilidad del sistema eléctrico de potencia en el punto de operación donde se encuentra y la tolerancia a perturbaciones pequeñas.

La imagen 12 es el resultado de un análisis modal al sistema de 118 barras del estándar IEEE [1] objeto de este estudio, los valores en rojo son los puntos inestables del sistema, mientras que lo de color verde corresponden a los puntos estables. Se puede observar que existen diferentes valores en los cuales el sistema va a oscilar pero la oscilación siempre será amortiguada.

VIII. ESTABILIDAD TRANSITORIA

La estabilidad transitoria en los SEP es de primordial interés en la evaluación de la conducta operativa del sistema, ante eventos de naturaleza corta en duración. La definición de tiempos de actuación entregada por un estudio de estabilidad permiten que las variables del SEP se recuperen de manera adecuada para mantener al mismo lejos de condiciones extremas de operación que puedan derivar en un colapso; es decir, las conclusiones de un estudio de estabilidad transitoria realimentan otros estudios como el de protecciones. La estabilidad generalmente se monitorea mediante las fluctuaciones de ángulo, voltaje y frecuencia, tomando en cuenta el sincronismo del sistema y los rangos en los límites de funcionamiento preestablecidos por el ente operador del SEP [6].

En este estudio, la estabilidad transitoria es analizada para fallas trifásicas, ya que generalmente éste tipo de falla es el más severo, es decir que si el sistema permanece estable para éste tipo de falla, permanecerá igualmente estable para otras fallas menos severas (Kimbark, 1995). De otro lado, la inestabilidad de un sistema eléctrico de potencia puede manifestarse de diferentes formas, una de ellas involucra las oscilaciones electromecánicas inherentes al sistema. Es por esto que la forma en que varía el ángulo de los rotores de los generadores ante perturbaciones es fundamental (Calderón-Guizar, 2010) [7].

Durante la ocurrencia de una perturbación el ángulo del rotor del generador oscila. En un evento estable estas oscilaciones son amortiguadas y eventualmente desaparecerán hasta que el ángulo del rotor regrese a su valor de estado estable [7].

Por otro lado, para una condición inestable el ángulo del rotor del generador oscila sin control, como se muestra en la figura 9

Para el análisis de esta sección, partiendo de los resultados de la figura 9 donde se tiene un sistema completamente inestable para un cortocircuito en la línea **Line 26-30** se pretende llevar el sistema a un punto estable ante la misma falla en cuestión, para lograr esto se debe tomar medidas para garantizar la seguridad del sistema. Una de ellas es disminuir la generación del generador **gen 31**, pasando de 150 MW que es su despacho inicial a 100 MW como despacho final y el comportamiento del ángulo del rotor de este generador se observa en la figura 13



Figura 13: Sistema estable ante cortocircuito critico en el circuito line 26-30

En los resultados de la figura 13, se logra apreciar que el generador **Gen 31** no pierde sincronismo, dando como resultado que la tensión y la frecuencia del sistema encuentren un nuevo punto de equilibrio como se observa en la figura 14

IX. ESTABILIDAD DE TENSIÓN

Se refiere a la capacidad del sistema de mantener los voltajes constantes después de disturbios grandes, tales como las fallas que se presentan en el sistema de transmisión, aumentos importantes de la carga, funcionamiento próximo al límite de transporte de potencia, generación alejada de la carga e insuficiencia de los medios de compensación de potencia reactiva. La determinación de la estabilidad de voltaje ante grandes disturbios requiere del estudio de la respuesta no lineal del sistema de potencia durante el tiempo suficiente para capturar el funcionamiento y las interacciones de los dispositivos tales como los cambiadores de tomas bajo carga de los transformadores y los limitadores de campo del generador [8].

Las curvas P-V son muy útiles para un análisis conceptual de la estabilidad de voltaje y para el estudio de sistemas

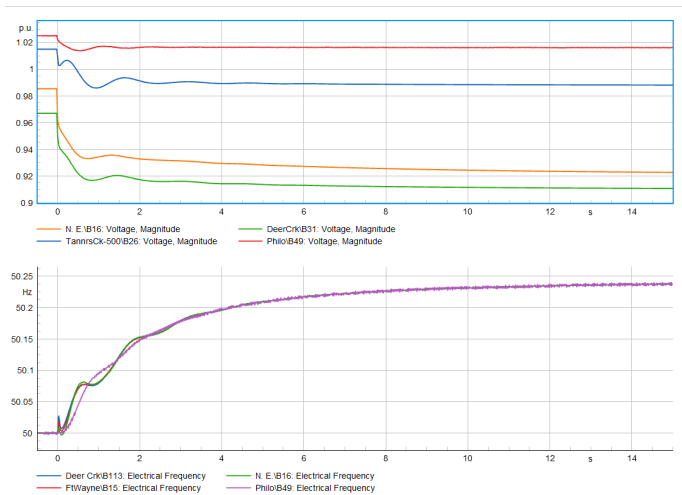


Figura 14: Sistema alcanza nuevo punto de equilibrio ante cortocircuito critico en el circuito line 26-30

radiales. Este método es también utilizado para grandes redes malladas donde P es la carga total en un área y V es el voltaje en un bus critico o representativo. P puede ser también la potencia de transferencia a través de una linea de enlace o de interconexión. En estas curvas es posible graficar el voltaje en varios buses.

Para hacer el análisis de estabilidad de tensión, seleccionamos la barra **B31** del sistema de 118 barras de IEEE [1]. Para determinar el la estabilidad de tensión se puede hacer una sensibilidad con las curvas PV. Por temas de licencia, en power factory no es posible hacer este análisis en el modelo planteado y será desarrollado conceptualmente.

Como se menciona anteriormente, el análisis PV es una herramienta de estado estable que desarrolla una curva la cual relaciona el voltaje en uno o más nodos, con la carga en un área o el flujo a través de un enlace. Los voltajes de los nodos son monitoreados a lo largo de un rango de incrementos de carga y de flujos de potencia activa dentro de una región. Uno de los beneficios más importantes de esta metodología, es que proporciona una indicación directa de la proximidad al colapso de voltaje a lo largo de un rango de niveles de carga o flujos en enlaces para la topología del sistema simulado [8].

X. CONCLUSIONES

- El análisis de cortocircuito revela las vulnerabilidades del sistema frente a posibles fallos en sus componentes, proporcionando una evaluación detallada de la capacidad de carga de las instalaciones existentes y señalando las necesidades específicas para la adquisición de nuevos equipos e infraestructura. Además, los resultados muestran que el cortocircuito más crítico, alcanzando una corriente máxima de 362 kA, corresponde al evento

monofásico.

- Se identificaron los eventos críticos mediante dos análisis principales: inicialmente, se evaluaron todas las contingencias del sistema para determinar su posible impacto, focalizándose en los escenarios que podrían resultar en cortocircuitos severos. Además, se llevó a cabo un análisis dinámico detallado de la contingencia más significativa, examinando cómo podría afectar dinámicamente la operación del sistema eléctrico, incluyendo aspectos como la estabilidad transitoria y la recuperación de tensiones. Este estudio subraya la importancia de estar preparados para contingencias críticas y enfatiza la necesidad continua de mejorar la resiliencia del sistema eléctrico frente a futuras perturbaciones.
- Los análisis de estabilidad a pequeña señal son fundamentales para comprender y garantizar la robustez de los sistemas eléctricos de potencia frente a fluctuaciones sutiles pero significativas. Estos estudios no solo permiten identificar y caracterizar modos de oscilación críticos, sino que también facilitan la implementación de medidas preventivas y correctivas para mejorar la estabilidad operativa.
- Garantizar que el sistema pueda mantener su operación estable después de perturbaciones significativas es fundamental para prevenir cortocircuitos, fallos de equipos y la interrupción del suministro eléctrico.
- El análisis de la estabilidad de voltaje es un proceso fundamental para asegurar la confiabilidad y eficiencia de los sistemas eléctricos. Este tipo de análisis permite identificar condiciones críticas que podrían llevar a fluctuaciones no deseadas en los niveles de voltaje, afectando negativamente la operación de equipos sensibles y la calidad del suministro eléctrico

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.
- [2] mfcebalosc. Repositorio de github - modelo ieee 118 barras modificado. [Online]. Available: https://github.com/mfcebalosc/ASEP_T2/tree/master/modeloElectrico
- [3] —. resultados de cortocircuito. [Online]. Available: https://github.com/mfcebalosc/ASEP_T2/tree/master/Results/shortCircuit
- [4] —. contingencias críticas. [Online]. Available: https://github.com/mfcebalosc/ASEP_T2/tree/master/Results/contingenciasCriticas
- [5] "Estudio de estabilidad de pequeña señal en el sistema nacional interconectado aplicando el método de análisis modal," <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/9834/1/2005AJIEE-23.pdf>.
- [6] "Estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia usando modelos de carga estático-dinámicos," <https://dSPACE.upse.edu.ec/bitstream/123456789/17457/1/UPS%20-%20ST004119.pdf>.
- [7] "Análisis de estabilidad transitoria en un sistema industrial con generación propia interconectado con el sistema de potencia," https://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642014000100009.

- [8] "Análisis de estabilidad de tensión en el sistema de transmisión regional (str)," <https://repositorio.utp.edu.co/server/api/core/bitstreams/4d885d37-c9fb-43c6-b4e8-12ad3f166f62/content>.
- [9] "Ieee 118-bus system," <https://icseg.itl.illinois.edu/ieee-118-bus-system/>.
- [10] P. S. T. C. Archive, "IEEE 118-bus modified test system," <https://www.kios.ucy.ac.cy/testsystems/index.php/ieee-118-bus-modified-test-system/>, Year of Access.
- [11] mfceballosc. Repositorio de github - sistemas de potencia matpower. [Online]. Available: <https://github.com/mfceballosc/SistemasDePotenciaMatpower.git>