

UNIVERSIDAD DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA UTEC

CARRERA DE INGENIERÍA DE LA ENERGÍA



**ANÁLISIS PREVENTIVO DE INESTABILIDADES
TRANSITORIAS MEDIANTE LOS DISPOSITIVOS
DE MEDICIÓN PMU EN EL SISTEMA DE
TRANSMISIÓN CENTRO SUR DEL PAÍS**

TESIS

Para optar el título profesional de Ingeniería de la Energía

AUTOR

César Díaz Leigh (ORCID: 0000-0002-4051-7202)

ASESOR

Ph.D. Julien Noel (ORCID: 0000-0001-9284-9025)

Lima – Perú

2021

Dedicatoria:

Dedicado a mi familia, por impulsarme a seguir adelante cada día, a mi asesor y profesores, por brindarme sus conocimientos y confianza.

Agradecimientos:

A mi asesor Julien Noel, por el tiempo y conocimiento
brindado para el desarrollo de la presente tesis.

A Ricardo Arias, por su conocimiento e información brindada
para el desarrollo de la presente tesis.

A la profesora Ximena Guardia, por su apoyo constante para
sacar adelante esta tesis.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	1
ABSTRACT	2
INTRODUCCIÓN.....	3
CAPÍTULO I MARCO TEÓRICO	10
1.1 Fallas en líneas de transmisión	10
1.1.1 Causas y Tipos de Fallas	11
1.1.2 Protecciones en líneas de transmisión	12
1.1.3 Fallas en el Sistema de Transmisión Centro-Sur.....	14
1.2 Ecuación del ángulo del rotor	18
1.3 Estabilidad Transitoria.....	20
1.3.1 Métodos directos de evaluación	21
1.3.2 Aplicaciones	28
1.4 Unidades de Medición Fasorial (PMU).....	31
1.4.1 Estructura básica de un PMU	32
1.4.2 Estándares Internacionales para los PMU	35
CAPÍTULO II METODOLOGÍA	40
2.1 Selección de Fallas	41
2.1.1 Caso 1: Desconexión de la Línea 5032 de 500 kV (Chilca-Poroma).....	42
2.1.2 Caso 2: Desconexión de la Línea 5011 de 500 kV (Chilca Nueva-Fénix).....	43
2.1.3 Caso 3: Desconexión de la Línea 5034 de 500 kV (Poroma-Ocoña).....	44
2.2 Realización de los circuitos equivalentes	45

2.3 Aplicación de los métodos de estabilidad transitoria	51
2.4 Implementación del algoritmo de detección de inestabilidades	53
CAPÍTULO III RESULTADOS	56
3.1 Circuitos equivalentes.....	56
3.1.1 Caso 1: Desconexión de la Línea 5032 de 500 kV (Chilca-Poroma).....	56
3.1.2 Caso 2: Desconexión de la Línea 5011 de 500 kV (Chilca Nueva-Fénix).....	59
3.1.3 Caso 3: Desconexión de la Línea 5034 de 500 kV (Poroma-Ocoña).....	63
3.2 Métodos de estabilidad transitoria.....	66
3.2.1 Caso 1: Desconexión de la Línea 5032 de 500 kV (Chilca-Poroma).....	66
3.2.2 Caso 2: Desconexión de la Línea 5011 de 500 kV (Chilca Nueva-Fénix).....	67
3.2.3 Caso 3: Desconexión de la Línea 5034 de 500 kV (Poroma-Ocoña).....	68
3.3 Estabilidad mediante el algoritmo de detección	69
3.3.1 Caso 1: Desconexión de la Línea 5032 de 500 kV (Chilca-Poroma).....	69
3.3.2 Caso 2: Desconexión de la Línea 5011 de 500 kV (Chilca Nueva-Fénix).....	71
3.3.3 Caso 3: Desconexión de la Línea 5034 de 500 kV (Poroma-Ocoña).....	72
CONCLUSIONES	74
RECOMENDACIONES	77
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	78
ANEXOS	82

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1 Índice de severidad de fallas.	15
Tabla 1.2 Índice de severidad respecto al tipo de fallas.	16
Tabla 2.1 Potencia interrumpida de los sistemas eléctricos para el Caso 1	42
Tabla 2.2 Potencia interrumpida de los sistemas eléctricos para el Caso 2	43
Tabla 2.3 Potencia interrumpida de los sistemas eléctricos para el Caso 3	45
Tabla 2.4 Parámetros de entrada considerados para el desarrollo de la metodología.....	47
Tabla 3.1 Valores de entrada del caso 1.	57
Tabla 3.2 Valores de entrada del caso 2.	60
Tabla 3.3 Valores de entrada del caso 3.	63

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1 Esquema de un sistema de transmisión.	11
Figura 1.2 Sistema de Transmisión Centro-Sur.	15
Figura 1.3 Gráfica de realizada por ORGANON.	16
Figura 1.4 Gráfica en tiempo real de las fallas en ORGANON.	17
Figura 1.5 Ingreso de un generador síncrono a la red.	19
Figura 1.6 Esquema de una de una máquina síncrona-bus infinito conectado por una línea de transmisión.	22
Figura 1.7 Gráfica representativa del Criterio de Áreas Iguales.	24
Figura 1.8 Arquitectura del PMU.	33
Figura 2.1 Diagrama de flujo de la metodología de la Tesis.	41
Figura 2.2 Diagrama unifilar de un generador síncrono conectado a través de una línea de transmisión de doble terna hacia una barra infinita.	46
Figura 2.3 Diagrama unifilar del sistema cuando ocurre una falla en una terna de una línea de transmisión.	46
Figura 2.4 Circuito eléctrico de un generador síncrono conectado a través de una línea de transmisión de doble terna hacia una barra infinita.	47
Figura 2.5 Esquema del circuito del ejemplo aplicativo que ocurre cuando hay una falla en la línea de transmisión de doble terna.	49
Figura 2.6 Circuito Thevenin del Sistema.	49
Figura 2.7 Curva de potencia vs ángulo en los tres casos cuando el sistema entra en una falla.	51
Figura 2.8 Resultado del código implementado en el software Matlab.	54

Figura 3.1 Diagrama Unifilar del caso 1.....	56
Figura 3.2 Circuito equivalente del diagrama unifilar en estado estacionario para el caso 1.	57
Figura 3.3 Circuito equivalente del diagrama unifilar en estado de falla para el caso 1. .	58
Figura 3.4 Circuito Thevenin del estado de falla para el caso 1.	59
Figura 3.5 Diagrama Unifilar del caso 2.....	60
Figura 3.6 Circuito equivalente del diagrama unifilar en estado estacionario para el caso 2.	60
Figura 3.7 Circuito equivalente del diagrama unifilar en estado de falla para el caso 2 ..	62
Figura 3.8 Circuito Thevenin del estado de falla para el caso 2.	62
Figura 3.9 Diagrama Unifilar del caso 1.....	63
Figura 3.10 Circuito equivalente del diagrama unifilar en estado estacionario para el caso 3.	63
Figura 3.11 Circuito equivalente del diagrama unifilar en estado de falla para el caso 3	65
Figura 3.12 Circuito Thevenin del estado de falla para el caso 3.	65
Figura 3.13 Curva de potencia vs ángulo en los tres casos cuando el sistema entra en una falla para el caso 1.	66
Figura 3.14 Curva de potencia vs ángulo en los tres casos cuando el sistema entra en una falla para el caso 2.	67
Figura 3.15 Curva de potencia vs ángulo en los tres casos cuando el sistema entra en una falla para el caso 3.	68
Figura 3.16 Gráfico Ángulo vs Tiempo del caso 1.....	70
Figura 3.17 Gráfico Ángulo vs Tiempo del caso 2.....	71
Figura 3.18 Gráfico Ángulo vs Tiempo del caso 3.....	72

ÍNDICE DE ANEXOS

	Pág.
Anexo 1: CÓDIGO DEL CASO 1.....	83
Anexo 2: CÓDIGO DEL CASO 2.....	84
Anexo 3: CÓDIGO DEL CASO 3.....	85

RESUMEN

La presente tesis abarca la implementación de una metodología de detección de fallas por inestabilidad transitoria en el Sistema de Transmisión Centro Sur del país. Para ello, se seleccionaron tres casos de estudio considerando un tiempo de reposición mayor al promedio (190 ms), una potencia interrumpida mayor a 32 MW y el tipo de línea según su tensión (500 kV). El primer caso analizado fue la desconexión de la línea 5032 (Chilca-Poroma), que tuvo un tiempo de reposición de 5h 49 min y una potencia interrumpida de 195.17 MW. Aplicando la metodología de detección, se obtuvo un ángulo crítico de 0.932 rad y un ahorro de tiempo de 1.41s respecto al valor angular de referencia que propone el estudio de operatividad (3.1416 rad), en el que se observa el inicio de un proceso de inestabilidad transitoria.

El segundo caso analizado fue la desconexión de la línea 5011 (Chilca Nueva-Fénix), que tuvo un tiempo de reposición de 4h 14 min y una potencia interrumpida de 529.6 MW; obteniendo un ángulo crítico de 1.26 rad y un ahorro de tiempo de 4.75 s. Por último, el tercer caso analizado fue la desconexión de la línea 5034 (Poroma-Ocoña), que tuvo un tiempo de reposición de 1h 30 min y una potencia interrumpida de 332 MW; obteniendo un ángulo crítico de 1.22 rad y un ahorro de tiempo de 6.4 s.

Realizado este análisis, se pudo concluir que la aplicación de la metodología de detección tuvo éxito, dado que permitió un ahorro de tiempo frente al valor referencial de inicio de inestabilidad, lo que ayudaría a reducir el tiempo que le tomaría a una línea de transmisión el reinsertarse al SEIN.

Palabras Clave: *Sistemas de transmisión, Inestabilidad transitoria, Criterio de Áreas Iguales, PMU*

ABSTRACT

CORRECTIVE ANALYSIS OF TRANSIENT INSTABILITIES FOR PMU PROTECTION DEVICES IN THE CENTER- SOUTH TRANSMISSION SYSTEM OF PERU

This thesis covers the implementation of a methodology for detecting transient instability failures in the Center-South Transmission System of Peru. For this, three case studies were selected considering a replacement time greater than the average (190 ms), an interrupted power greater than 32 MW and the type of line according to its voltage (500 kV). The first case analyzed was the disconnection of line 5032 (Chilca-Poroma), which had a replacement time of 5h 49 min and an interrupted power of 195.17 MW. Applying the detection methodology, an angle of critical phasor of 0.932 rad was obtained and a time saving of 1.41s with respect to the reference phasor value proposed by the operability study (3.1416 rad), in which the beginning of a process of transient instability.

The second case analyzed was the disconnection of line 5011 (Chilca Nueva-Fénix), which had a replacement time of 4h 14 min and an interrupted power of 529.6 MW; obtaining an angle of critical phasor of 1.26 rad and a time saving of 4.75 s. Finally, the third case analyzed was the disconnection of line 5034 (Poroma-Ocoña), which had a replacement time of 1h 30 min and an interrupted power of 332 MW; obtaining an angle of critical phasor of 1.22 rad and a time saving of 6.4 s.

Once this analysis was carried out, it can be concluded that the application of the detection methodology was successful, since it allowed a saving of time compared to the initial instability reference value, which would help reduce the time that it would take for a transmission line to reinsert to the SEIN.

Key words: *Transmission systems, Transient instability, Equals Area Criterial, PMU*

INTRODUCCIÓN

Dentro del campo de las fallas eléctricas en los procesos energéticos se encuentran aquellas que ocurren en las líneas de transmisión, las cuales pueden ocasionarse por desperfectos en los sistemas de protección que acompañan a la línea o fallas en la misma línea a causa de cortocircuitos y sobrecargas [1]. Específicamente, en el Sistema de Transmisión Centro Sur se han podido registrar un total de 120 fallas en los últimos 5 años, ocasionando que las centrales que se encuentran conectadas a una línea de transmisión se vean afectadas [2]. Sin embargo, el tiempo de respuesta ante una falla es relativamente corto después de un proceso de aislamiento del sector perjudicado, por ende, las centrales luego de controlado el evento vuelven a reinsertarse a la red.

El problema principal identificado es que, al volver las centrales, ocurre inestabilidad en la reinserción del ángulo del generador, pues el tiempo que demora una central en reingresar a la red tarda más de 190 *ms* [1], [3]. Como consecuencia, no retoman sus valores anteriores a la falla, brindando una potencia no deseada a la red, ocasionando en ciertos casos, la ausencia de inyección de energía a la red nacional.

La inestabilidad transitoria a largo plazo puede ser provocada, como se explicó, por interrupciones de transmisión y/o generación o por sobrecargas. Sin embargo, tampoco se puede dejar de lado la aparición de inestabilidades provocadas por perturbaciones o presencia de ruidos en las mediciones fasoriales por dinámicas cortas [3]. No obstante, como medida preventiva se realiza un seguimiento a las mediciones angulares, ya sea de manera centralizada, usando el modelo completo del sistema y la información completa del estado; o localmente, usando sólo las mediciones disponibles [4]. El conocimiento completo de las mediciones de los fasores en el sistema se conoce a través de las Unidades de Medición Fasorial (PMU, por sus siglas en inglés) [3], [4].

A nivel nacional, los dispositivos PMU también se encuentran dentro de la protección de la línea de transmisión y son utilizados para la medición fasorial respecto a la referencia absoluta del tiempo. La implementación de dichos dispositivos fueron

propuestos por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) dentro de su Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017-2026 y a la fecha, se registran 72 dispositivos PMU en la red nacional [5]. Sin embargo, estos dispositivos han presentado ciertas carencias al momento de registrar los valores fasoriales, el ángulo del generador conectado en específico, en un punto del sistema, debido a problemas en su localización dentro de la línea, pero sobre todo por no presentar una metodología de detección de estabilidad transitoria como tal en su estructura.

Es por ello por lo que la presente tesis busca analizar casos de fallas ocurridos en el Sistema de Transmisión Centro-Sur y si estas pudieran ocasionar inestabilidad transitoria, por lo que la metodología propuesta ayudaría a detectar de manera oportuna, fallas en el funcionamiento de los dispositivos PMU.

Para ello se evaluaron las fallas ocurridas en líneas de transmisión ubicadas en el sector Centro-Sur a través de la información brindada por el COES. Después, se estudió si este tipo de fallas traen como consecuencia inestabilidades transitorias en el sistema mediante el diseño de los circuitos cuando están en estado estacionario, cuando sucede la falla y en el proceso de post falla. A su vez, se analizó si los dispositivos PMU actúan de manera correcta ante dicho suceso. Por último, se implementó una nueva metodología correctiva en el software MATLAB, corroborando con los métodos de estabilidad transitoria y observando cuál es el comportamiento de dicha propuesta en los dispositivos PMU.

Alcance

La presente tesis se focalizó en la propuesta de una metodología de detección de inestabilidad transitoria producto de fallas ocurridas en el Sistema Eléctrico Nacional, específicamente en los Sistemas de Transmisión Centro-Sur.

Para ello se utilizó data de potencia transitoria, fasores, corrientes y voltajes provista por el COES para los periodos 2017-2020. Esta información consiste en registros oscilográficos del sistema que fueron analizados utilizando el Software Matlab a través de un algoritmo de verificación de inestabilidades.

Por último, la metodología de la presente tesis se presenta como alternativa preventiva para la detección de fallas producto de inestabilidades transitorias, dejando a criterio del COES su aplicación, la cual no forma parte del alcance.

Antecedentes

A lo largo del tiempo se han desarrollado investigaciones que han previsto que los dispositivos PMU presentan inconvenientes al momento de realizar lecturas sobre los fasores del sistema o sencillamente no pueden utilizados para la lectura de inestabilidad transitoria, lo cual trae consigo la presencia de fallas en el sistema, viéndose diferentes casos en el Perú y en el mundo.

En el artículo “Using Synchrophasors to Detect Transient and Voltage Instability in Transmission Networks and in Active Distribution Networks” de Glauco N. Taranto, publicado en 2016 [6], se presentan los detalles de tres tipos de aplicaciones de los PMU en los sistemas eléctricos de potencia, de los cuales dos se centran en el estudio de estabilidades en redes de generación y distribución del Sistema Interconectado en Brasil y corredor Hasle, corredor que conecta Noruega y Suecia; mientras que el último se centraba en la estabilidad en alimentadores de distribución radial con generación distribuida, basada en el uso de máquinas síncronas del Sistema Energético Uruguayo y sectores del Sistema Brasileño. Uno de los puntos más rescatables de esta investigación, es el uso y validación

de los PMU en el proceso de detección próxima de inestabilidad de voltaje, utilizando mediciones reales en dos sistemas. Además, se rescata la correcta aplicación de mediciones sincronizadas en la protección fuera de paso, tanto en la transmisión masiva como en las redes radiales de distribución activa, validando el uso de los dispositivos PMU para esta aplicación [6].

Por otro lado, el artículo “Model-free angle stability assessment using wide area measurements” de A. Chandra y A. Kumar, publicado en el año 2019 [7], analiza los métodos que se utilizaron para la medición y evaluación de inestabilidades transitorias aplicadas en los sistemas de buses 29 y 118 de Nueva Inglaterra y el sistema de buses 233 del Noreste de la India. Dicho estudio presentó la utilización de un método que identificaba, a través del tipo de oscilación lenta o rápida presente en el ángulo del rotor, posibles problemas de inestabilidad mucho antes del punto de medición real del mismo, permitiendo al operador prevenir un colapso en el sistema. La aplicación de dicho método fue importante para el análisis de estabilidad en tiempo real, ya que predijo en los tres casos aplicativos, en un tiempo bastante corto (0.134 s en promedio), que el ángulo de rotor iba a presentar inestabilidad, concluyendo que dicho método es eficaz [7].

Otro artículo que presenta la utilización de métodos aplicativos a los PMU es el artículo “PMU-based model-free method for transient instability prediction and emergency generator-shedding control” de H. Yang y W. Zhang, publicado en el año 2019 [8]. En dicho artículo se propuso un método sin modelamiento para la detección de inestabilidad transitoria ocurrida después de una falla y así desarrollar un control de emergencia para la eliminación del generador inestable en los sistemas de buses 39 y 140 de Nueva Inglaterra y en la provincia de Shandong, China. Este método se pudo desarrollar basándose en la agrupación de generadores en línea en un sistema equivalente de una máquina-barra infinita (OMIB), para luego aplicarse los criterios de estabilidad y juzgar la estabilidad transitoria utilizando su trayectoria de velocidades. Luego, se aplicó un algoritmo predictivo de trayectorias basado en una máquina de aprendizaje secuencial (E-OS-ELM). Estos estudios arrojaron que la inestabilidad del sistema puede encontrarse en cualquier máquina crítica

inestable, dando la probabilidad a la máquina de separarse del sistema y así solo concentrarse en analizar su estabilidad [8].

A diferencia de los estudios presentados anteriormente, la presente tesis utiliza la metodología del Criterio de Áreas Iguales [9] para la detección de inestabilidades transitorias. Dicha metodología fue aplicada al Sistema de Transmisión Centro-Sur del SEIN. A su vez, se trabajó con data real brindada por el COES sobre los fasores del sistema cuando ocurrieron fallas en el mismo, a diferencia de las otras investigaciones en las que se realizaron simulaciones sobre fallas en sus sistemas; esto ayuda a detectar de manera real y adecuada este tipo de fallas y, en consecuencia, se reduce el tiempo de reposición de las líneas afectadas.

A nivel nacional no hay un estudio publicado sobre fallas por inestabilidades transitorias ni mucho menos estudios sobre medidas preventivas como tal, pero una investigación realizada en el año 2019 sobre simulaciones de fallas en inestabilidades transitorias en líneas de transmisión de doble terna puede poner en contexto la presencia de este tipo de fallas. Dicha investigación titulada “Power system dynamic associated to power plants and double circuit on transmission lines” fue realizada en la Universidad de Ingeniería y Tecnología por R. Arias y C. Díaz.

La investigación simuló una falla en la línea de transmisión de doble terna Mantaro-Montalvo en la que se encuentra conectada la central hidroeléctrica Cerro del Águila localizada en Huancavelica. Como resultado se encontró que la reinserción de la central después de una falla en su línea no garantiza una adecuada estabilidad, porque el tiempo que demora en reinsertarse es indefinido. Como medio de constatación de dicho fenómeno se simuló un código realizado en Matlab, utilizando el método de estudio de estabilidad de Criterio de Áreas Iguales (EAC) [9]. Sin embargo, es necesario un mayor análisis y profundización del hallazgo encontrado, pues su inoperatividad generaría una fluctuación en la matriz energética.

La presente tesis, a diferencia de la investigación precedente, implica un estudio más globalizado, ya que analiza líneas del sistema de transmisión Centro-Sur, considerando una mayor cantidad de fallas. Por ende, se realizó una mayor cantidad de pruebas y

adicionalmente, se contó con el registro real de fasores cuando suceden las fallas, así como el registro post fallas.

Justificación y motivación

En el informe preliminar “Límite de Transmisión para el enlace Centro-Sur” publicado en mayo del 2020 por el COES, se menciona que en los últimos 5 años se han registrado 120 fallas en el Sistema de Transmisión Centro-Sur del país [2]. Dentro del registro de fallas se puede saber el tipo de falla, la severidad de esta y sobre todo el tiempo de reposición a la red que le tomaría a una central que se encuentra conectada a dicha línea de transmisión. Al hacer una jerarquización de fallas en dicho informe, se puede notar que las provocadas por inestabilidad transitoria son las fallas consideradas con índice de severidad muy alto, ya que el tiempo que demora en reponerse es mayor a la media hora [2].

Así, las fallas transitorias pueden representar un problema bastante serio a la red nacional, dado que las centrales conectadas a las líneas afectadas se ven interrumpidas y no pueden generar la energía esperada. A su vez, la potencia interrumpida producto de las fallas de las líneas de transmisión pueden ser mayores a los 320 MW, por lo que, de no corregirse en un lapso de tiempo oportuno, pueden traer disturbios en la matriz energética y representar pérdidas económicas a la empresa generadora y transmisora [2].

Sabiendo que las causas de este tipo de fallas son alteraciones en los ángulos del sistema, el COES propuso la utilización de los dispositivos PMU en el año 2016 [5]. Estos se encargan de medir el desarrollo fasorial del sistema a través del tiempo. Actualmente se tienen 72 dispositivos en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Sin embargo, dichos dispositivos permiten además del registro de fasores, la regulación de frecuencia. En ese sentido, se puede complementar los PMU con mayores funciones dentro del sistema en el que se encuentren, como la detección de inestabilidades transitorias, ya que no presentan metodologías sofisticadas para dicha función.

La presente tesis sirve como primer paso para llevar a cabo la implementación de una metodología en los dispositivos PMU que se encuentran presentes en el Sistema de Transmisión Centro-Sur, lo cual permitiría detectar si existe inestabilidad o no en dicho sistema de manera oportuna, para poder reducir el tiempo de reposición de las líneas afectadas y la consecuente conexión de sus respectivas centrales de generación.

Objetivo general

Realizar el análisis preventivo de inestabilidades transitorias mediante los dispositivos de medición PMU en el Sistema de Transmisión Centro-Sur del país.

Objetivos específicos

- Seleccionar las fallas que presentan una severidad mayor a la media y un tiempo de reposición mayor a 0.190 *ms* del sistema de transmisión Centro-Sur del país.
- Realizar los circuitos equivalentes de los tres estados (estacionario, falla y post falla) de las fallas seleccionadas en el software SIMULINK.
- Aplicar el método de evaluación de estabilidad transitoria EAC a las fallas seleccionadas.
- Identificar si las fallas seleccionadas ocasionan inestabilidad transitoria mediante el algoritmo de detección de inestabilidades realizado en el software Matlab.

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

En el presente capítulo de la tesis se exponen los principales conceptos y teoría requerida para desarrollar los objetivos planteados. En primer lugar, de manera muy corta y concisa, se establece el concepto de fallas eléctricas enfatizando en las líneas de transmisión, abarcando las razones por las cuales se producen y las acciones de control.

En segundo lugar, se habla sobre la estabilidad transitoria, los métodos directos de evaluación, y las consecuencias que trae al sistema eléctrico los efectos de la inestabilidad en la red nacional, producto de las fallas en generación y/o transmisión. Finalmente, se describe el estado del arte del dispositivo PMU, abarcando la infraestructura que presenta, su funcionamiento y los estándares internacionales IEEE e IEC de este.

1.1 Fallas en líneas de transmisión

Una red eléctrica consta de tres sistemas: Sistemas de generación, transmisión y distribución. El sistema de transmisión es uno de los sistemas más importantes, ya que es el nexo entre la etapa de generación y la distribución de energía. Dentro de su estructura cuenta con elementos importantes tales como: Líneas de transmisión, transformadores, subestaciones entre otros.

Una línea de transmisión es una estructura usada para el traslado eficiente de energía de un punto a otro, delimitado por la ubicación de los interruptores automáticos. La línea puede incluir las secciones del autobús, conductor aéreo, cables subterráneos y otros aparatos eléctricos incluyendo trampas de línea, condensadores en serie, reactores de derivación y transformadores que se encuentran entre estos interruptores automáticos. Esta representación se puede ver de mejor manera en la **Figura 0.1** que explica todo lo anterior [10]:

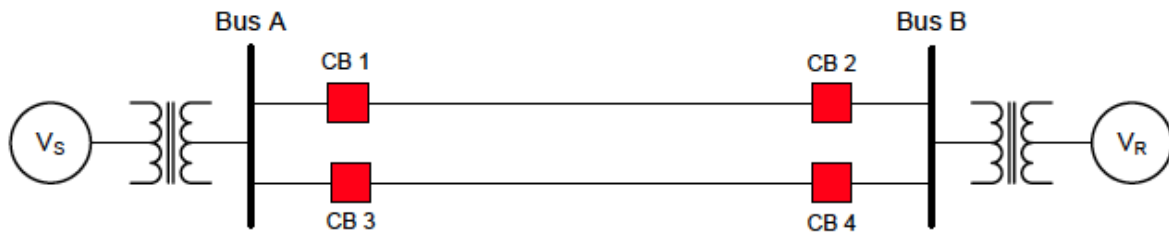


Figura 0.1 Esquema de un sistema de transmisión.

Fuente: IEEE. Guide for Protective Relay Applications to Transmission Line [10].

Estos sistemas actualmente son bastante necesarios en la transmisión energética y a su vez, presentan una estructura sofisticada mediante equipos de protección que ayudan en su funcionamiento. Sin embargo, estos no se ven exentos de una variedad de fallas en su estructura. En las siguientes líneas se explicará de manera más detallada las causas y tipos de fallas presentes en dicho sistema y, sobre todo, el tipo de protecciones que deberían tener para poder atacar cualquier tipo de falla que pueda ocurrir.

1.1.1 Causas y Tipos de Fallas

Las fallas en los sistemas de transmisión muchas veces suelen ser provocadas por factores climáticos, como por ejemplo rayos, fuertes lluvias o vientos. Otro tipo de causas conocidas son las producidas por acciones humanas, ya sean accidentes dentro de la operación, problemas en el mantenimiento de equipos que se encuentran en degradación o agentes externos, como por ejemplo, actos de vandalismo [11].

Las fallas de sistemas energéticos generalmente ocurren por dos razones en específico. La primera son las fallas de aislamiento que a su vez generan fallas de cortocircuito. Estas suelen provocarse a consecuencia de una sobrecarga, por degradaciones presentes en el aislamiento o causadas por sobrevoltajes repentinos [12]. Por otro lado, están las fallas que resultan en una interrupción del flujo de corriente o una falla de circuito abierto.

Las fallas en cortocircuito suelen provocarse entre fase-fase o entre fase-tierra. Estas pueden ser monofásicas a tierra (70-80%), bifásicas a tierra (10%), trifásicos libres de tierra

y trifásicos a tierra (8-10%). La falla trifásica es la única de todas las fallas que afecta de forma simétrica en las tres fases de un circuito y es la única falla balanceada. Sin embargo, a las demás no se les considera balanceadas [12].

En los sistemas de líneas aéreas de transmisión, la mayoría de las fallas de cortocircuito (típicamente 80% o 90% de las mismas), tienden a ocurrir en líneas aéreas y el resto en cables, equipos de subestaciones y barras colectoras combinadas [11]. Este tipo de fallas se pueden entender con mayor exactitud a través de un ejemplo de validación, en el que se constata si ese tipo de fallas en cortocircuito son las más comunes.

Para el caso del sistema de transmisión de Inglaterra y Gales, las estadísticas de fallas de cortocircuito promedio a largo plazo arrojaron valores bastante alarmantes (300 fallas de cortocircuito por año). De esta estadística, se analizó que el 67% son de una fase a tierra, el 25% son de fase a fase, el 5% son trifásicas a tierra y trifásicas libres de tierra y el 3% son de dos fases a tierra [11]. Asimismo, el 77% de las fallas de una fase a tierra en su sistema son provocadas por rayos, seguidos de vientos y de contaminación de sal en los aisladores. Por más que los rayos suelen ser la razón natural principal en ciertas fallas de fase a fase, las causas más comunes de las fallas en el sistema de transmisión inglés suelen ser las provocadas por la nieve, seguido del choque de dos conductores de línea [12].

1.1.2 Protecciones en líneas de transmisión

A continuación, se explicará las protecciones que suelen encontrarse actualmente en la estructura de las líneas de transmisión.

- **Direccional por sobrecorrientes**

Este tipo de protecciones utilizan elementos diferenciales para la supervisión de operaciones de elementos en sobrecorriente. A su vez, presentan dentro de su estructura elementos direccionales con la finalidad de poder supervisar el correcto funcionamiento de los elementos en sobrecorrientes [13]

La protección de sobrecorrientes direccional es relativamente simple de instalar y económica. Sin embargo, el alcance de zona de protección para altas velocidades varía, generando cambios en la impedancia de la fuente. Es por ello que se requiere constantes revisiones en su configuración para poder realizar alteraciones en su sistema de alimentación. A su vez, estas presentan otra clasificación: Protecciones en fase y de tierra.

Para un mejor aprovechamiento de sus características, la protección de sobrecorriente direccional de fase (67¹) debe usarse por encima de la corriente de carga, haciendo que características como la sensibilidad y la velocidad de protección se vean limitadas [13].

Los elementos de sobrecorriente que responden a la corriente de secuencia negativa o cero, se pueden configurar por debajo de la corriente de carga. Si se quiere agregar elementos de secuencialidad negativa en su estructura, sería bastante bueno, ya que puede ocasionar mejoras en la sensibilidad y la velocidad de detección de fallas en fase-fase. La protección de sobrecorrientes direccional a tierra (67 N¹) es la que responde a la corriente de secuencia, es por ello que es más sensible que la de fase [13].

- **Distancia**

Este tipo de protección utiliza parámetros eléctricos tales como corriente y voltaje con la finalidad de detectar dónde ocurrió una falla. Dentro de su esquema, incluye elementos de distancia de tres fases (21¹) y elementos de distancia al suelo (21 N¹), en cada zona de protección que deba necesitar una línea [13].

Las variaciones en la impedancia no tienen ninguna consecuencia al momento de observar el alcance que pueda tomar las altas velocidades en la protección de distancia [13].

- **Comparación direccional**

En la protección de comparación direccional, los elementos de distancia o sobrecorriente direccionales instantáneos intercambian información de dirección de falla

¹ De acuerdo al código ANSI (Simbología Numérica de los Equipos de Protección Eléctrica)

sobre el canal de comunicaciones. Esta también tiene la facilidad de funcionar con cualquier canal configurado en alta velocidad. Las combinaciones de canales (falla o ruido) pueden afectar la confiabilidad o seguridad del esquema, dependiendo de la lógica de la misma [13].

- **Diferencial**

La protección diferencial de línea compara la información actual de los terminales de línea a través del canal de comunicaciones. Esta presenta bastantes garantías en lo que respecta a seguridad y confiabilidad, al compararla con otros tipos de sistemas de protección ante respuestas como los efectos de desequilibrio, señales de potencia, acoplamiento mutuo e inversión de voltaje [13].

1.1.3 Fallas en el Sistema de Transmisión Centro-Sur

A nivel nacional, se tiene como estructura de transmisión y conexión un aproximado de 29 031 km², de las cuales muchas se encuentran concesionadas por la empresa privada de transmisión ISA REP, que es la transmisora más grande a nivel nacional. Sin embargo, estas estructuras no se han visto ajenas a las fallas.

La presente tesis, tiene como alcance la evaluación del sector Centro-Sur del Sistema de Transmisión Nacional, es por ello que en la **Figura 0.2** se presenta el diagrama unifilar de dicho sistema [2].

² Plan de Transmisión COES-Informe de la empresa AAI
<http://www.aai.com.pe/wpcontent/uploads/2019/08/Sectorial-Junio-2019.pdf>

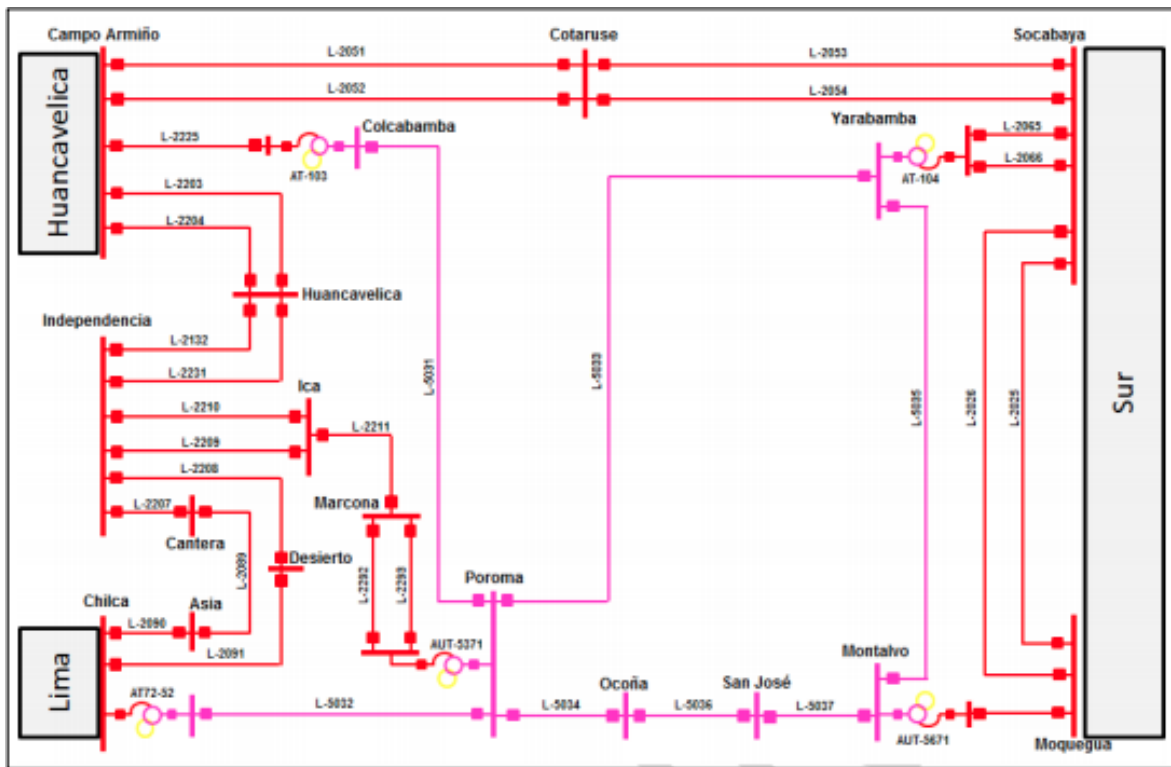


Figura 0.2 Sistema de Transmisión Centro-Sur.

Fuente: COES. Límite de transmisión para el enlace Centro-Sur-Estiaje 2020 [2].

En un reciente estudio realizado por el COES en el sistema de transmisión Centro-Sur, se puede ver que en el periodo 2015-2020 han sucedido un total de 120 fallas [2]. En la **Tabla 0.1** se analizó el índice de severidad de dichas fallas y el tiempo que han retomado para poder reponerse.

Ítem	Severidad	Potencia Interrumpida (MW)	Nº de Fallas	Potencia Interrumpida Esperada (MW)				Reposición en horas**
				Optim*	Base	Pesim*	Máx	
1	Muy Baja	$P \leq 40$	92	0	4	21	40	0,07
2	Baja	$40 \leq P \leq 80$	6	37	57	77	72	0,10
3	Media	$80 \leq P \leq 160$	12	72	116	159	156	0,23
4	Alta	$160 \leq P \leq 320$	8	137	189	241	231	0,29
5	Muy Alta	$320 < P$	2	198	494	790	601	0,58

* Corresponde al rango promedio de los MW interrumpidos a un nivel de confianza del 95%

** Corresponde al promedio de los tiempos de reposición de las cargas

Tabla 0.1 Índice de severidad de fallas.

Fuente: COES. Límite de transmisión para el enlace Centro-Sur-Estiaje 2020 [2].

En la **Tabla 0.2** se especifica la clasificación del tipo de fallas, ya sean monofásicas, bifásicas u otras.

Ítem	Tipo de Falla	Nivel de Severidad					Total
		Muy Baja	Baja	Media	Alta	Muy Alta	
1	Monofásica	53	5	9	5	-	72
2	Bifásica	8	-	2	-	-	10
3	Falla Transformador	3	-	-	-	-	3
4	Paralela una Terna	1	-	-	-	-	1
5	Trifásica	-	-	1	-	-	1
	Total	65	5	12	5	-	87

Tabla 0.2 Índice de severidad respecto al tipo de fallas.

Fuente: COES. Límite de transmisión para el enlace Centro-Sur-Estiaje 2020 [2].

La **Tabla 0.2** representa el número de fallas que entran dentro del registro de tipo de fallas. Sin embargo, las otras que no se encuentran registradas son fallas que no se han podido definir a qué tipo pertenece.

Esta cantidad de fallas fue observada por el software ORGANON utilizado por el COES. Este software delimita, a través de áreas, los criterios de seguridad para ciertas fallas reveladas y también para evitar consecuencias en el sistema y grandes pérdidas de carga. Dicha delimitación se presenta en la **Figura 0.3**.

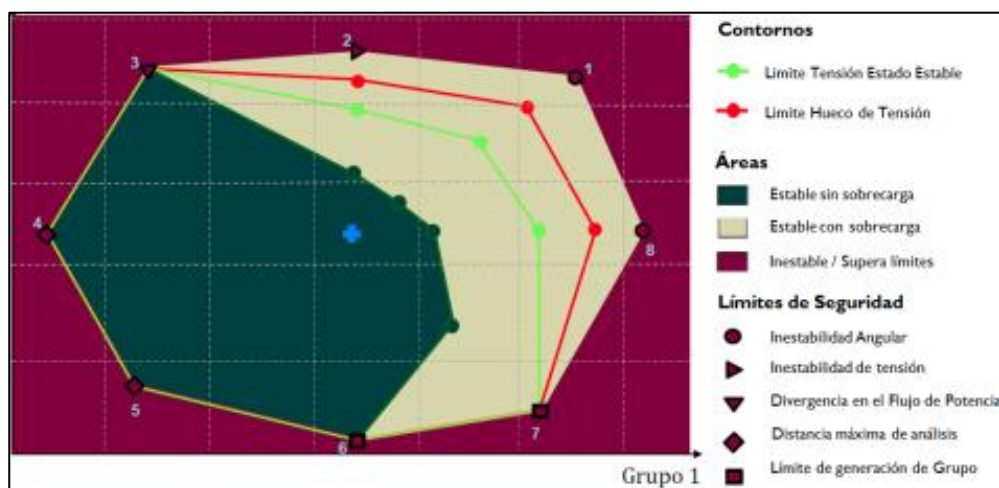


Figura 0.3 Gráfica de realizada por ORGANON.

Fuente: COES. Límite de transmisión para el enlace Centro-Sur-Estiaje 2020 [2].

La zona verde es la zona en la que el sistema opera sin ninguna falla o mal funcionamiento en su seguridad y las otras zonas son aquellas que están delimitadas por las fallas que pueden ocurrir dentro de dicha área.

Utilizando el software ORGANON con las limitaciones de área brindadas por las fallas, en la siguiente figura se puede visualizar de manera general todas las fallas registradas.

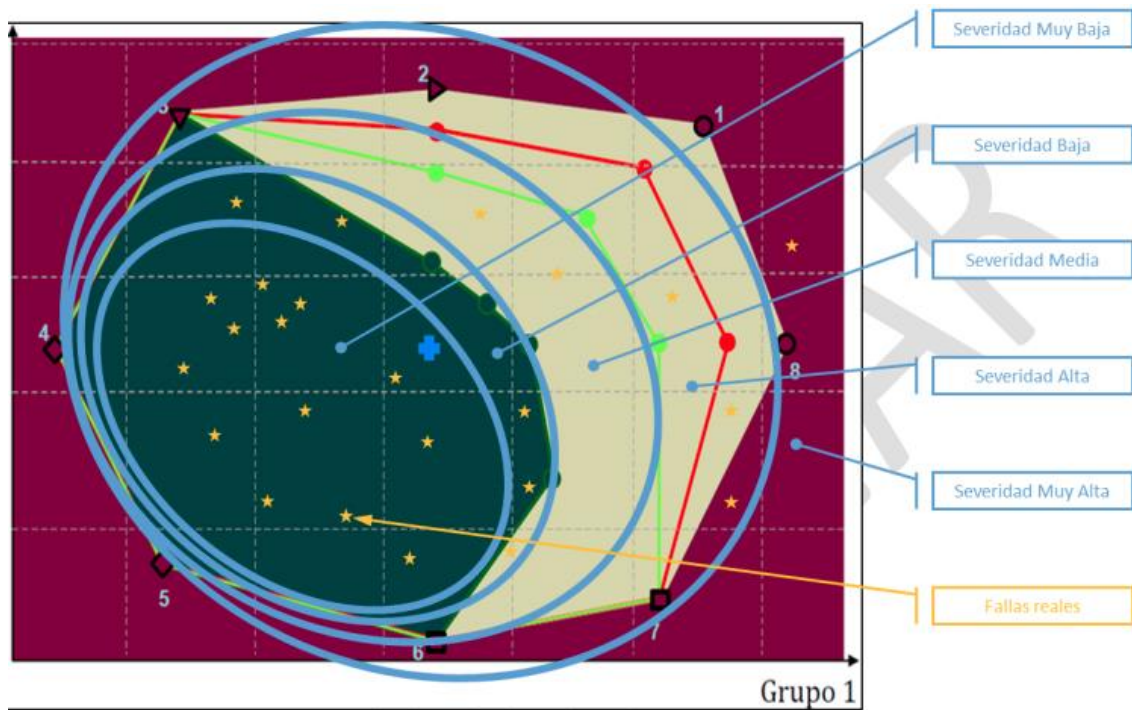


Figura 0.4 Gráfica en tiempo real de las fallas en ORGANON.
Fuente: COES. Límite de transmisión para el enlace Centro-Sur-Estiaje 2020 [2].

Lo que se puede ver en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** es que la mayoría de las fallas son consideradas de severidad muy bajas, específicamente 92 fallas (74.7%). Sin embargo, se puede presenciar inestabilidad angular dentro de las fallas de severidad alta, que representan el resto del porcentaje, dando a entender que es uno de los problemas más graves que podrían ocurrir en la red, muy aparte de la existencia de 33 fallas de las que no se conoce sus causas y mucho menos su severidad, por lo que deja abierta la probabilidad de presentarse este tipo de fallas [2].

La falla por inestabilidad angular fue dada a partir de un flujo Centro-Sur de 1280 MW. Esta contingencia vino acompañada de dos contingencias más, ambas por sobrecargas en el enlace Campo Armiño-Cotaruse y Socabaya-Cerro Verde-San Luis, esta última es parte del sistema de transmisión Mantaro-Montalvo de 500 kV [2].

Al analizar las fallas ocasionadas en un sector del país y los tipos de protecciones, se podría decir que se están atacando todos los problemas que pueden ocurrir en las líneas de transmisión, ya sea en su estructura, tales como su impedancia, o en sus parámetros eléctricos. Sin embargo, se podrá ver que los sistemas de protección no atacan de manera directa problemas relacionados con la dinámica de potencia. Esto resulta grave dentro de la red, ya que este tipo de inconvenientes puede traer consigo problemas en otros procesos energéticos, específicamente problemas de estabilidad transitoria en el sistema que no suelen ser resueltos de manera adecuada y que en la realidad peruana suceden.

1.2 Ecuación del ángulo del rotor

Antes de hablar sobre la estabilidad transitoria, es necesario tener conocimiento sobre la ecuación dinámica de un generador. Esto es importante, ya que habrán variables de esta ecuación que serán necesarias para los métodos de evaluación y a su vez explican la dinámica del rotor de un generador síncrono, ya que estos tipos de generadores se encuentran en el análisis de cualquier sistema energético presente en la investigación [14].

La ecuación que gobierna el movimiento del rotor de un generador síncrono establece que el par de aceleración es producto de un momento de inercia del rotor por su aceleración angular [14]. Dicha ecuación se presenta a continuación:

$$J \frac{d^2\theta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad (1)$$

Donde:

- J es el momento de inercia del rotor (kg.s/m²)
- θ_m es el desplazamiento angular del rotor con respecto al eje (rad)
- t es el tiempo (s)

- T_m es el par mecánico suministrado por la fuente de energía (N-m)
- T_e es el par electromagnético o total (N-m)
- T_a es el par de aceleración total (N-m)

Esta ecuación se puede ver mejor representada en la **Figura 0.5** que muestra el ingreso de un generador a un sistema:

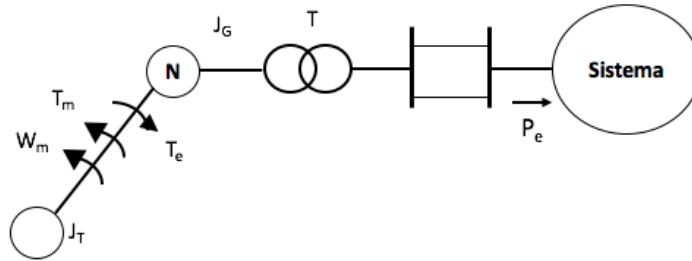


Figura 0.5 Ingreso de un generador síncrono a la red

Fuente: W. Stevenson and J. Grainger, Análisis de Sistemas de Potencia [12]

Donde:

- J_T es el momento de inercia de una turbina (kg.s/m²)
- J_G es el momento de inercia del generador (kg.s/m²)
- T es el transformador.

Sin embargo, como el θ_m se mide respecto al eje de referencia estacionario, es más conveniente dejar dicha expresión en función de la velocidad angular del generador, la cual se representa de la siguiente manera

$$\omega_m(t) = \frac{d\theta_m}{dt} \quad (2)$$

Donde:

- ω_m es la velocidad angular mecánica del rotor con respecto al eje (rad/s)

Reemplazando la ecuación (2) en la ecuación (1), se obtiene:

$$J \frac{d\omega_m(t)}{dt} = T_a \quad (3)$$

Para poder calcular la potencia de aceleración, es necesario multiplicar a toda la ecuación por $\omega_m(t)$, obteniendo:

$$J \frac{d\omega_m(t)}{dt} * \omega_m(t) = T_a * \omega_m(t) \quad (4)$$

Con esto se puede reducir aún más la expresión a través de la constante de inercia (H), la cual se presenta la siguiente ecuación:

$$H = \frac{1}{2} J * \frac{\omega_m^2}{N_B} \quad (5)$$

Por lo que la expresión final que quedaría para la potencia de aceleración es la siguiente:

$$P_a = \frac{2H}{\omega_m} * \frac{d\omega_m(t)}{dt} \quad (6)$$

Sin embargo, para fines prácticos la constante de inercia se encontrará dentro de una nueva constante M, teniendo así la ecuación de la potencia de aceleración con dicho arreglo:

$$P_a = M * \frac{d\omega_m(t)}{dt} \quad (7)$$

Todas estas fórmulas serán necesarias para el desarrollo de los métodos de evaluación de estabilidad transitoria.

1.3 Estabilidad Transitoria

La estabilidad transitoria se define como la capacidad de un sistema de energía para mantener los generadores en sincronismo y alcanzar condiciones de funcionamiento aceptables en estado estable cuando los mismos son sometidos a grandes perturbaciones como cortocircuitos, pérdida de grandes unidades generadoras, pérdida de ramificaciones de red críticas o grandes variaciones de carga [15].

Desde el punto de vista teórico, para poder realizar un apropiado estudio de estabilidad, es necesaria la utilización de un tiempo crítico de eliminación de fallas. Este es el periodo máximo que debe transcurrir desde el momento en el que se produce la falla hasta su eliminación y aislamiento de la sección afectada. Por otro lado, para fines prácticos y correctos, en el estudio de la estabilidad transitoria se utiliza el tiempo de simulación de variables inerciales y no inerciales.

Sin embargo, habiendo ya considerado la utilización de los tiempos, la información más importante en un sistema estable/inestable es la representación de las curvas de oscilación. A su vez, se consideran tres fases distintas de análisis que representa la evolución del ángulo de oscilación, las cuales se explican a continuación [15]:

- Sistema estacionario: donde el sistema trabaja de forma estable y no ha ocurrido la falla o en el estado del sistema posterior a una falla. Por ejemplo, en el caso del ángulo del rotor de una máquina síncrona, después de varias oscilaciones amortiguadas, alcanza valores constantes estables.
- Estado de perturbación o falla: donde el sistema empieza a presentar las primeras oscilaciones en la medición fasorial producto de una falla, lo cual ocasiona la inestabilidad del ángulo del rotor respecto al tiempo.
- Estado de perturbación posterior a la primera oscilación: donde en la primera oscilación, la onda se mantiene estable, pero a partir de la segunda va creciendo. Esto generalmente ocurre cuando el estado posterior a la perturbación no cumple con las condiciones de estabilidad de señal pequeña.

1.3.1 Métodos directos de evaluación

A continuación se detallarán los métodos que se necesitan para poder evaluar y analizar la estabilidad transitoria en un sistema energético [15].

1.3.1.1 Criterio de Áreas Iguales (EAC, por sus siglas en inglés)

El criterio de áreas iguales es un método gráfico-analítico utilizado para la evaluación rápida de la estabilidad transitoria que sucede dentro de la red. Este es aplicable para los siguientes casos [15]:

- La máquina síncrona está conectada a través de una red pasiva a una barra de potencia infinita.
- Dos máquinas síncronas de potencia finita interconectadas a través de una red pasiva.

- Sistema multimáquinas, en el cual se agregan todos los generadores en dos máquinas síncronas equivalentes, caso por el cual el método se denomina criterio de área igual extendida.

Este criterio se puede explicar de manera más rápida con el primer caso aplicable. El generador está modelado por un modelo clásico (un fem E_1 constante detrás de una reactancia transitoria).

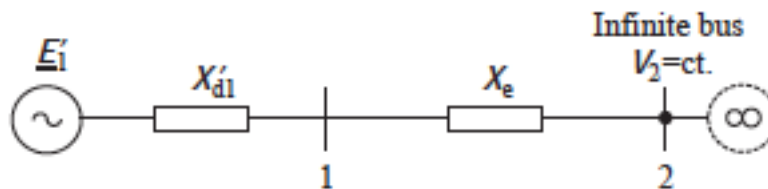


Figura 0.6 Esquema de una de una máquina síncrona-bus infinito conectado por una línea de transmisión.
Fuente: M. Eremia, M. Shahidehpour. Handbook of Electrical Power System Dynamics: Modeling, Stability, and Control [15].

Donde:

- E'_1 es la fuerza electromagnética constante (N/A.m)
- X'_{d1} es la reactancia transitoria. (Ω/ km)
- X_e es la reactancia externa conectada a una barra infinita. (Ω/ km)
- V_2 es el voltaje en la barra infinita (V)

Esta máquina puede oscilar, respecto a la barra de potencia finita, cumpliendo con la ecuación de oscilación explicada anteriormente [14], [15]

$$\frac{M}{\omega_o} * \frac{d^2\delta(t)}{dt^2} = P_{mec} - P_{elec} = P_{acel} \quad (8)$$

Donde:

- P_{acel} es la potencia de aceleración (W)
- P_{mec} es la potencia mecánica (W)
- P_{elec} es la potencia eléctrica. (W)
- $\delta(t)$ es el ángulo registrado por el PMU en un instante de tiempo (rad)

- ω_0 es la velocidad angular en el estado inicial del sistema (rad/s)

Se multiplica por $\frac{\omega_0}{H} \frac{d\delta(t)}{dt}$ a ambos lados de la ecuación (1) y dado que H es la constante de inercia [15], explicado en la **Ecuación del ángulo del rotor** (ecuación 5), se obtiene:

$$\frac{2\delta(t)}{dt} * \frac{d^2\delta(t)}{dt^2} = P_a \frac{\omega_0}{H} \frac{d\delta(t)}{dt} \quad (9)$$

Dentro de esta ecuación se encuentra la siguiente expresión:

$$\frac{d^2\delta(t)}{dt^2} = \frac{d}{dt} \left(\frac{d\delta(t)}{dt} \right) = \left[\frac{d}{d\delta(t)} \left(\frac{\delta(t)}{dt} \right) \right] \frac{\delta(t)}{dt} = \frac{d}{d\delta(t)} \left(\frac{1}{2} \left(\frac{\delta(t)}{dt} \right)^2 \right) \quad (10)$$

Esta expresión se reemplaza en la parte izquierda de la ecuación (9) y se obtiene:

$$\frac{2\delta(t)}{dt} * \frac{d}{d\delta(t)} \left(\frac{1}{2} \left(\frac{\delta(t)}{dt} \right)^2 \right) = \frac{d\delta(t)}{dt} * \frac{d}{d\delta(t)} * \left(\frac{\delta(t)}{dt} \right)^2 = \frac{d}{dt} \left(\frac{\delta(t)}{dt} \right)^2 \quad (11)$$

La reducción de dicha parte de la ecuación brinda una nueva formación de la ecuación (2)

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{\delta(t)}{dt} \right)^2 = P_a \frac{\omega_0}{H} \frac{d\delta(t)}{dt} \quad (12)$$

Integrando en función de t , se obtiene:

$$\left(\frac{\delta(t)}{dt} \right)^2 = \int P_a \frac{\omega_0}{H} d\delta(t) \quad (13)$$

La derivada $\frac{d\delta(t)}{dt}$ representa la velocidad angular de un rotor síncrono relacionado al sistema de referencia general, el cual gira con la velocidad síncrona ω_0 .

A condiciones estables y estacionarias, la velocidad se vuelve 0. Sin embargo, puede verse modificada si hay alguna perturbación en el sistema (aumenta si la perturbación es un cortocircuito). La estabilidad de la primera oscilación del generador se cumple si el ángulo $\delta(t)$, midiendo la posición del rotor con respecto al eje de referencia, no aumenta de forma continua en el tiempo para poder alcanzar la oscilación máxima en δ_c y posteriormente disminuir [15].

Lo que se puede rescatar de dicha condición, es que se cumple que la velocidad angular $\frac{d\delta(t)}{dt}$ retorna a 0, después de cierto intervalo de tiempo transcurrido desde el instante en el que ocurre la perturbación, cuando $\delta(t) = \delta_c$ [15]. Por lo tanto, el criterio de estabilidad se convierte en la siguiente ecuación:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_c} P_a \frac{\omega_0}{H} d\delta(t) = \int_{\delta_0}^{\delta_c} (P_m - P_e) \frac{\omega_0}{H} d\delta(t) \quad (14)$$

De donde δ_0 es el valor inicial del $\delta(t)$. La **Figura 0.7** muestra que $\int_{\delta_0}^{\delta_c} P_a \frac{\omega_0}{H} d\delta(t)$ es dado por la suma algebraica de las superficies $A_1 = A_2$. La superficie A_1 representa el área de aceleración cuando $P_m > P_e$ mientras que A_2 es el área de desaceleración cuando, en este caso $P_m < P_e$ [15].

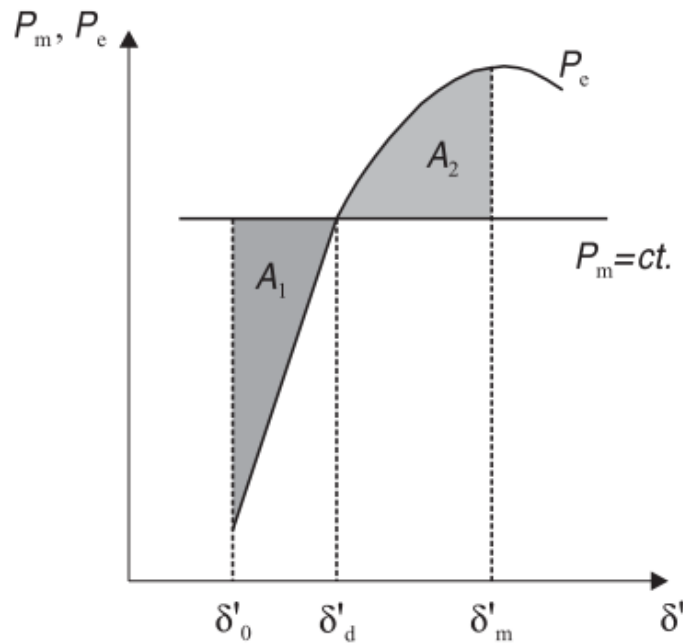


Figura 0.7 Gráfica representativa del Criterio de Áreas Iguales.

Fuente: M. Eremia, M. Shahidehpour. Handbook of Electrical Power System Dynamics: Modeling, Stability, and Control [15].

Planteando que la potencia de aceleración es constante durante el estado transitorio de la máquina, se puede encontrar una expresión que permita relacionar el ángulo crítico ya calculado con el tiempo crítico [15].

La potencia de aceleración de la máquina al ser perturbada se puede escribir de la siguiente forma:

$$P_{accel} = M \frac{d^2\delta(t)}{dt^2} \quad (15)$$

$$\frac{d^2\delta(t)}{dt^2} = \frac{P_{accel}}{M} \quad (16)$$

Considerando que la velocidad angular del rotor es 0 en el momento de comenzar la perturbación, pero después de t segundos, esta velocidad es:

$$\frac{d\delta(t)}{dt} = \int_0^t \frac{P_{accel}}{M} dt = \frac{P_{accel}}{M} t \quad (17)$$

Donde M resume la expresión de la constante de inercia. Resultando el desplazamiento angular del rotor en ese tiempo:

$$\delta(t) = \delta_0 + \int_0^t \frac{P_{accel}}{M} t dt = \frac{P_{accel}}{2M} t^2 + \delta_0 \quad (18)$$

Finalmente, el ángulo crítico corresponde al tiempo crítico en la siguiente expresión:

$$\delta_c = \delta_0 + \frac{P_{accel}}{2M} t_c^2 \quad (19)$$

Donde:

$$t_c = \sqrt{\frac{2M(\delta_c - \delta_0)}{P_{accel}}} \quad (20)$$

1.3.1.2 Método de la Máquina Única Equivalente (SIME, por sus siglas en inglés)

Este método convierte las trayectorias del sistema multimáquinas en una sola trayectoria de un sistema equivalente (OMIB, por sus siglas en inglés). El método SIME combina el método de integración de dominio de tiempo aplicado a un sistema de máquinas múltiples y el Criterio de Áreas Iguales aplicado al generador equivalente. Dicha

agrupación requiere de dos pasos básicos: la identificación de los generadores críticos responsables de la pérdida de sincronismo y la evaluación de la reserva de estabilidad [15].

Para un escenario inestable definido por un punto de operación antes de la perturbación y por un proceso de contingencia, el método SIME realiza, en primera instancia, el período de simulación en el dominio del tiempo durante la perturbación y, luego, el período de simulación en el dominio del tiempo después de la perturbación [15].

Al empezar el último paso, el método SIME construye los llamados candidatos OMIB a los que se aplicará el Criterio de Áreas Iguales (EAC). Dichos candidatos se escogen utilizando los datos del sistema multimáquina brindados para cada paso del dominio de tiempo de simulación. El proceso se detiene cuando uno de los candidatos se declara inestable. En ese momento se identificaron los generadores críticos afectados, declarando que el candidato OMIB es el perjudicado y se tendría que hallar en ese momento la reserva de estabilidad necesaria para controlarlo [15].

El método SIME conserva la precisión y la capacidad del método EAC para poder lidiar con el caso que se esté analizando y el escenario de estabilidad, actualizando los parámetros OMIB para cada paso de la simulación en el dominio del tiempo. Además, el uso del OMIB y del EAC permite una expansión considerable del problema de simulación en el dominio del tiempo de dicho método, agregando las siguientes posibilidades [15]:

- Evaluación rápida de la estabilidad.
- Filtrado de contingencias (la eliminación de las contingencias sin riesgo) y clasificación-evaluación de las contingencias peligrosas.
- Análisis de sensibilidad.
- Control preventivo; es decir, la identificación de las medidas necesarias para estabilizar el sistema en caso de contingencias peligrosas.
- Descriptivo: la evolución temporal de los ángulos del rotor, de la OMIB y las curvas $P-\delta$ de la OMIB y las interpretaciones físicas multiformes proporcionadas por la OMIB y el Criterio de Áreas Iguales.

Para el planteamiento matemático, el método SIME se concentra básicamente en analizar el fenómeno de inestabilidad, cuando los generadores del sistema se dividan en dos grupos ocasionando pérdidas de sincronismo. Asimismo, se enfoca en sustituir el estudio dinámico del sistema de múltiples máquinas con el OMIB, ya que evidentemente es más simple y rápido utilizarlo con el EAC. Así se lograría un correcto reemplazo de la trayectoria de cada grupo de generadores y la trayectoria del OMIB reemplazado [15].

El cálculo de ángulo del rotor del OMIB se realiza respecto a la diferencia de los ángulos entre dos generadores:

$$\delta(t) = \delta_C(t) - \delta_N(t) \quad (21)$$

Donde:

- $\delta(t)$ es el ángulo del rotor del OMIB (rad)
- $\delta_C(t)$ es el ángulo del rotor en estado crítico (rad)
- $\delta_N(t)$ es el ángulo del rotor en estado no crítico (rad)

Para el caso de la potencia de aceleración y velocidad angular OMIB se utilizan que realizar las siguientes ecuaciones

$$\omega(t) = \omega_C(t) - \omega_N(t) \quad (22)$$

En ambas ecuaciones el término C representa el conjunto de generadores críticos y N representa el conjunto de generadores no críticos y para procesos posteriores el término M es el coeficiente de inercia del OMIB.

Aclarando esto, se puede tener la ecuación diferencial que describe la dinámica OMIB y es:

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m(t) - P_e(t) = P_a(t) \quad (23)$$

Donde:

- $P_m(t)$ es la potencia mecánica del OMIB (W)
- $P_e(t)$ es la potencia eléctrica del OMIB (W)
- $P_a(t)$ es la potencia de aceleración del OMIB (W)

Esta parte del cálculo es muy parecida al método EAC, pero también contiene expresiones importantes de calcular tales como los criterios y grados de inestabilidad y de la reserva de estabilidad correspondiente:

Para el caso de inestabilidad, una trayectoria OMIB alcanza el ángulo inestable δ_u en el instante de tipo t_u cuando:

$$P_a(t_u) = 0 \text{ y } \frac{dP_a}{dt} \text{ cuando } t = t_u > 0 \quad (24)$$

Considerando que: $\omega > 0$ para $t > t_u$.

Donde t_u es el tiempo en que se registró la inestabilidad (s)

En el instante de tiempo $t = t_u$, la reserva de estabilidad η_u es definida por otra expresión:

$$\eta_u = -\frac{1}{2}M\omega_u^2 \quad (25)$$

Para el caso de recuperación de reserva de estabilidad, una trayectoria OMIB estable alcanza su ángulo de recuperación $\delta_r < \delta_u$ en el instante t_r cuando el ángulo OMIB alcanza su valor máximo y luego disminuye, es decir:

$$\omega(t_r) = 0, P_a(t_r) < 0 \quad (26)$$

En el instante de tiempo $t = t_r$, la reserva de estabilidad η_{st} es definida por otra expresión

$$\eta_{st} = \int_{\delta_r}^{\delta_u} |P_a| d\delta \quad (27)$$

1.3.2 Aplicaciones

Explicado los métodos utilizados para evaluar la estabilidad transitoria, es necesario realizar un análisis sobre la aplicación de dichos métodos en otros países. Es por ello que se analizarán cinco artículos sobre los diversos métodos que son necesarios aplicar ante un problema que necesita de un plan de detección bastante complejo.

El primer artículo estudiado fue el “Transient Stability Assessment Using Individual Machine Equal Area Criterion” de S.Wang, publicado en el 2018. Este artículo analizó la trayectoria del sistema desde la perspectiva de máquinas individuales, proporcionando un enfoque distintivo para el análisis de la estabilidad transitoria de los sistemas de potencia [16], [17]. Dicho estudio se divide en dos documentos los cuales proponen un método de dominio de tiempo directo que se basa en el Criterio de Áreas Iguales (EAC, por sus siglas en inglés) de una máquina individual.

En la primera parte se aclaró la propiedad de estabilidad que caracteriza a una máquina crítica y la elección de dicha máquina. Lo que se presentó fue el mapeo entre la trayectoria del sistema, la curva de potencia vs ángulo de una máquina individual y el EAC de la misma. Además, se propuso un principio de unidad entre la estabilidad individual de la máquina y la estabilidad del sistema. Estos estudios arrojaron que la inestabilidad del sistema puede encontrarse en cualquier máquina crítica inestable, dando la probabilidad a la máquina de separarse del sistema y así concentrarse en analizar su estabilidad [16].

En la segunda parte, basándose en los estados cruciales de una máquina crítica perturbada propuestos en la primera parte, se muestran las comparaciones entre los métodos propuestos y los métodos directos globales. El método EAC fue aplicado para el cálculo de la evaluación de seguridad transitoria y para el tiempo crítico. En comparación con el Método del Punto de Equilibrio Inestable (CUEP, por sus siglas en inglés), el método EAC pudo identificar directamente el modo de perturbación a través de la identificación de estabilidad de cada máquina crítica del sistema. En comparación con el método IEEAC (EAC extendido), el método propuesto también representó la inestabilidad transitoria del sistema a través de la separación de pares de máquinas. Sin embargo, la diferencia esencial entre los dos métodos fue la formación de dichos pares [16], [17].

Por otro lado, el artículo “PMU-based model-free method for transient instability prediction and emergency generator-shedding control” de Hao Yang, publicado en el 2019, planteó un método sin modelamiento para la detección de inestabilidad transitoria ocurrida después de una falla y así poder desarrollar un control de emergencia para la eliminación del generador [8]. Para lograr esto, los sistemas de múltiples generadores se convirtieron en

un sistema equivalente de una máquina-barra infinita (OMIB) basándose en la agrupación de generadores en línea, para luego derivar los criterios de estabilidad y juzgar la estabilidad transitoria utilizando la trayectoria de la velocidad que adopta el OMIB. El algoritmo de predicción de trayectorias se basó en conjunto con la línea-máquina de aprendizaje secuencial (E-OS-ELM) [8].

Sin embargo, para el caso en el que el sistema pierde estabilidad, se presentó un algoritmo analítico de control y eliminación del generador, ilustrando la cantidad de eliminaciones que ha presentado el generador y el retraso de tiempo. Dicho análisis fue aplicado al Sistema de Barras 39 de Nueva Inglaterra, Sistema de Barras 140 del Noreste de Estados Unidos y Canadá (NPCC) y al Sistema Energético de la provincia de Shandong, China con la finalidad de mostrar que la metodología planteada detecta el estado de inestabilidad de manera temprana y ayuda al sistema a mantener el sincronismo. Los resultados de dichos casos aplicativos mostraron que el método propuesto brinda una confiabilidad en el diagnóstico de inestabilidades y una correcta predicción de la trayectoria cuando ocurre la primera oscilación en el proceso post falla [8].

En otro artículo también se habla sobre otro método de simulación y control de estabilidad transitoria. El artículo “A measurement-simulation hybrid method for transient stability assessment and control based on the deviation energy” de S.Ma, publicado en 2019, propone un método de hibridación de medición-simulación (MS) para la evaluación transitoria y su esquema de emergencia basándose en la desviación de la trayectoria de simulación y en la trayectoria en línea equivalente a un sistema de barra infinita con una máquina individual [18]. Es por ello que para dicha evaluación se utilizó un nuevo índice de estudio llamado Energía de Desviación (DE) con la finalidad de manejar de manera rápida la estabilidad transitoria en línea. Esta metodología no requiere de predicción de trayectoria [18].

Lo que hizo fue considerar los controles locales y también propuso un esquema de control adicional para estabilizar el sistema. Dicha metodología fue aplicada en un sistema de barras IEEE 39 de Nueva Inglaterra y en un modelo de red eléctrica interconectada. Lo novedoso del método MS es que combina los mejores elementos de la simulación fuera de

línea y la medición en la línea. Es por ello que sus resultados presentan un enfoque bastante alentador para aplicaciones prácticas en línea, debido al corto tiempo de cómputo y plena confianza que brinda el control local de dicho sistema de barras [18].

Por último se tiene el artículo “Instability prediction of the interconnected power grids based on rotor angle measurement” de F.Shi, publicado en 2017. Este estudio desarrolla una aplicación basada en la detección y predicción de condiciones inestables para el monitoreo en línea y fuera de paso. Para el desarrollo de dicho estudio se utilizó el método de análisis de Prony con el propósito de determinar si una oscilación conducirá a la inestabilidad y cuándo sucedería. Es por ello que para obtener una correcta precisión y fiabilidad de la predicción dinámica se tomó una aproximación del coeficiente de peso similar a la energía de las señales descompuestas. El nuevo muestreo de los datos y la variabilidad de la ventana de tiempo de medición están diseñados para hacer que el método sea adecuado tanto para inestabilidad transitoria, como para condiciones de inestabilidad de oscilación [19].

Dicho estudio fue aplicado en un caso de 4 sistemas de potencias en 2 áreas y el otro fue aplicado a un caso real, el Sistema Eléctrico de Nueva Inglaterra. Para este último se consideró un sistema que presentaba 16 generadores y 68 buses. Los resultados de dicho estudio arrojaron que gracias a este método se pudieron detectar de manera precisa la inestabilidad en un tiempo esperado (0.25 s), al igual que el método sofisticado de impedancia con el cual se comparaba. Lo que lo hace diferente es la predicción del monitoreo de fuera de paso antes de que ocurra una falla, ya que facilita la alerta a los operadores y proporciona un tiempo adicional bajo las condiciones de oscilación de amplitud creciente [19].

1.4 Unidades de Medición Fasorial (PMU)

Las unidades de medición de fasores (PMU, por sus siglas en inglés) son dispositivos de monitoreo que se encargan de medir las ondas eléctricas en una red eléctrica

utilizando una fuente de tiempo común para verificar la continuidad y secuencialidad del proceso.

A través de dicho monitoreo, dichos dispositivos brindan sus datos de lecturas fasoriales o representación de números complejos tanto de magnitud y de ángulo de fase de las ondas sinusoidales encontradas en la potencia de un nodo específico, lo cual ayuda a mantener una infraestructura confiable de transmisión y distribución de energía [20] [21].

El mejor aprovechamiento que se le da a dichos dispositivos es en la generación de datos en puntos que se encuentran separados por distancias relativamente largas, en un espacio de $1 \mu s$. La razón principal es que permite a las empresas de servicios públicos utilizar la data obtenida para la verificación del estado de la red analizada y la posterior respuesta ante cualquier eventualidad del sistema. Esto es posible debido a la capacidad de las PMU para comparar formas de lecturas de corriente alterna (CA) en cualquier nodo de la red [20], [22].

Los dispositivos PMU presentan muchas aplicaciones tales como el monitoreo de estabilidad de frecuencia y corriente, detección de cualquier oscilación en la red. Mientras que en aplicaciones en línea incluyen el análisis posterior al evento, el modelo de validación y recopilación de datos. Dicho análisis recrea los eventos que podrían haber sucedido después de cualquier anomalía en el sistema al momento de tomar datos de los dispositivos.

1.4.1 Estructura básica de un PMU

A lo largo del tiempo, los dispositivos PMU no han ido variando en su arquitectura básica desde su creación en los años 80 por la Universidad Técnica de Virginia. Sin embargo, se observan evoluciones considerables en aspectos como la precisión al momento de medir y el rendimiento del dispositivo [23], [24].

La tecnología ha ido progresando de manera conjunta con los sistemas GPS, una de las primeras tecnologías que ayudaron a brindar una sincronización de medición establecida

en grandes áreas. En la **Figura 0.8** se presenta la arquitectura del dispositivo PMU y su funcionamiento.

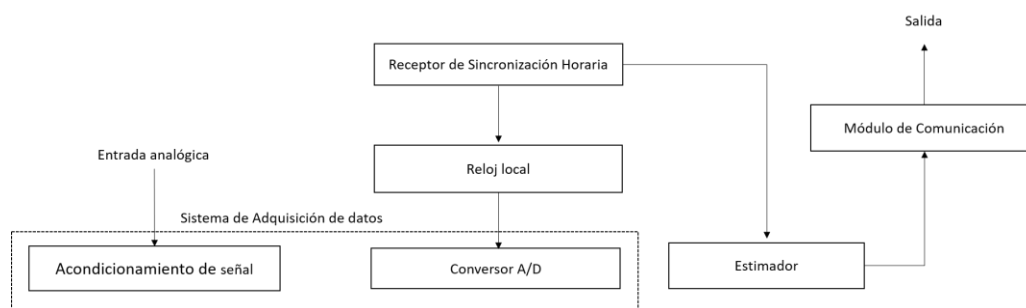


Figura 0.8 Arquitectura del PMU.

Fuente: Adaptado de A. Monti, C. Muscas, and F. Ponci, Phasor Measurement Units and Wide Area Monitoring Systems: From the Sensors to the System [23].

Dentro de la estructura de los PMU se realiza el filtrado de señales analógicas, la adquisición de datos a través del acondicionamiento de señales y del convertor A/D, la sincronización de tiempo dependiendo de la actualización del reloj, el procesamiento digital de muestras de señales y la comunicación de las mediciones de salida [24]. Estos dispositivos están destinados a obtener parámetros eléctricos por la salida de los instrumentos utilizados en transformadores. Los niveles de voltaje y corriente convencionales de medición son de 10 a 100 V y de 0.1 a 5 A respectivamente. Sin embargo la medición de los parámetros eléctricos varía dependiendo del fabricante y hardware de dicho PMU [24].

Explicado ya su actividad para los parámetros eléctricos, es necesario hablar sobre la frecuencia de utilización del convertor A/D a través del filtro antialiasing. El filtro antialiasing es un filtro de paso donde la frecuencia de corte depende de "lo que es correcto y lo que no", específicamente si dicha frecuencia está en sus valores convencionales o no [24]. La frecuencia de dicho dispositivo es uno de los parámetros más importantes, ya que es necesaria su información para el desarrollo correcto del sistema y toda la información correspondiente obtenida de los otros componentes se encuentran en función de este.

Sin embargo, para una mejor funcionalidad, los convertidores A/D presentan en ciertos casos dispositivos electrónicos inteligentes (IED) debido a su variada funcionalidad

en otros componentes. Claramente, en estos casos, todos los parámetros de los otros componentes del dispositivo deben seguir el mismo régimen y respetar los valores de frecuencia nominal. Es por ello que el filtro antialiasing, dentro de sus funciones, no introduce distorsiones o retrasos relevantes en las señales que se adquirirán o específicamente en la banda de paso alrededor de la frecuencia nominal del sistema [24].

Una característica fundamental del conversor A/D es que brinda una señal digital que será elaborada, en conjunto, con la unidad de procesamiento. Es en dicha unidad donde se tienen los algoritmos de medición. Al igual que los demás dispositivos, la frecuencia de muestreo está conectada a la respuesta del filtro antialiasing y a su vez el rango de entrada depende de los parámetros eléctricos considerados en la señal de entrada. Dicha señal puede ser de uno o varios canales, pero típicamente se tienen por lo menos seis canales que son distribuidos en los sistemas trifásicos tanto para voltaje como para corriente [24]. Esto es sumamente importante, ya que, dependiendo de la cantidad de bits correspondiente a cualquier sistema de adquisición de datos, permitirá una reducción significativa en el ruido ocasionado por la cantidad de mediciones hechas.

Otra característica importante a tener en cuenta dentro de la composición del conversor A/D es el tiempo que necesita de conversión. Es en este tiempo donde se obtiene el valor digital de la señal analógica y después se pone a disposición la unidad de elaboración [24]. Es por eso que el tiempo de conversión debe considerarse para el registro de las mediciones generales de todo el dispositivo y posteriormente compensarse para obtener mediciones sincronizadas.

Dentro de su composición se encuentra también el módulo de sincronización de tiempo. Este módulo es la base de la arquitectura del dispositivo para una correcta medición de sincrofasores y es el elemento diferencial de un PMU con un dispositivo de medición digital convencional [24].

La finalidad de dicho dispositivo es obtener o recuperar la fuente precisa de tiempo utilizada en todo el sistema y ordenar la sincronización de los otros relojes internos con las mediciones que se produzcan. La fuente de sincronización puede ser interna o externa a los PMU y depende de un receptor de satélite [24]. Dicha fuente también proporciona una

referencia de tiempo común (UTC) para poder realizar el etiquetado de las mediciones y así poder activar la correcta adquisición de datos, sea cual sea la arquitectura del dispositivo. La estructura completa del módulo de sincronización se encuentra conectada con el módulo de reloj local.

Como ya se mencionó con anterioridad, la estructura de los PMU depende en gran medida del número de canales de entrada que se vayan a analizar y también del algoritmo de medición utilizado en tiempo real.

Por otro lado, la arquitectura de los dispositivos PMU depende de la instalación de un correcto hardware. La elección del hardware o dispositivo para el cálculo de la medición depende de factores como la programación y su reconfiguración [24]. Se puede adoptar una amplia gama de dispositivos, según las necesidades específicas que presente una red eléctrica, tales como procesadores de propósito general o conjuntos de chips de propósito especial, como procesadores de señal digital (DSP), unidades de procesamiento gráfico (GPU) o circuitos integrados de aplicación específica (ASIC), brindando un mayor rendimiento en su uso [24].

1.4.2 Estándares Internacionales para los PMU

Para una correcta utilización de PMU, estos dispositivos deben regirse a normativas y estándares de utilización que con el tiempo han ido variando y dando validez a la utilización de dichos dispositivos [23],[25].

1.4.2.1 IEEE 1344-1995

El primer estándar de sincrofasores fue publicado por el IEEE 1344 en 1995. En este estándar inicial, el enfoque estaba en definir el formato de mensajes para cada informe, y también en la formalización del etiquetado de tiempo (sellado de tiempo) de los informes [25]. También en este estándar inicial, se discutió la importancia del marcado de tiempo y la sincronización de cada dispositivo PMU y su proceso de muestreo en un tiempo universal coordinado (UTC) [26].

1.4.2.2 IEEE 37.118(2005)

La realización de estimaciones fasoriales necesitó muestrear la forma de onda durante un intervalo de tiempo. Esta actividad ocasionó cierta confusión sobre qué tiempo dentro de esa ventana es el correcto para el fasor, ya que en el estándar IEEE 1334-1995 se definió como la última muestra registrada en la ventana. Si bien esto produce una medición “correcta”, también genera problemas en la respuesta debido a la longitud de la ventana [25].

En esta normativa se realizaron mediciones al igual que en la normativa anterior, pero se pudo ver mediciones incorrectas en el ángulo de fase debido al cambio de frecuencia. Por lo que se tuvieron que realizar variaciones en el tiempo de medición y en el etiquetado, ya que estos fueron los principales parámetros afectados.

Lo que también se menciona en dicha norma es la creación de un proceso de conversión, el cual aseguraba la correcta medición de fasores que pueden estar mejor representados con las pruebas de verificación. Este fue un gran paso sobre la definición brindada en la norma de 1995 ya que ayudó a repositonar la etiqueta de tiempo en el centro de la ventana, eliminando la necesidad de predecir mediciones a futuro [25].

Si bien la normativa IEEE 37.118 (2005) ayudó a mejorar los requisitos necesarios para el correcto uso de los PMU y aclaró la duda en la definición de la etiqueta de tiempo, no pudo definir ningún proceso de verificación, no hubo mención sobre el término “tiempo de retraso” y sobre todo, no se pudo ejecutar un límite en sus valores de medición, ya que no se tenía un acuerdo sobre su correcta definición.

Otro problema más fue la poca garantía que brindaba esta normativa ya que no se sabía si se podía utilizar dispositivos PMU de diferentes proveedores en una sola red debido a que algunos podrían haber adoptado dicha norma pero otros hubiesen mantenido la anterior, lo cual haría casi imposible su uso en conjunto [27].

1.4.2.3 IEEE C37.118.1 (2011) y IEEE C37.118.2 (2011)

Los siguientes estándares lograron un gran progreso hacia la interoperabilidad de los PMU en sus condiciones dinámicas. En estas versiones de la norma, los requisitos y

definiciones de medición fueron especificados en la parte 1, mientras que los requisitos de formato de mensajes se dividieron en la parte 2 [28], [29].

En el estándar IEEE C37.118.1 (2011) se incluyeron pruebas de rampa en la frecuencia. También se evaluó el tiempo de respuesta, que guardaba relación con la longitud de la ventana, el tiempo de retraso, el cual garantiza la etiqueta del tiempo, la latencia, que es la longitud de la ventana, más todo lo relacionado con el tiempo para el cálculo [25].

Lo nuevo de la creación de dichos estándares fueron los términos sub impulso y sobre impulso. Sin embargo, al momento de la realización de dicho estándar no se sabía si los objetivos eran alcanzables agregando además que no existía el entorno en el cual se puedan realizar muchas pruebas para poder verificarlo.

Es por ello que el Instituto Nacional de Estándares y Tecnología de los Estados Unidos (NIST, por sus siglas en inglés) realizó muchas pruebas durante el período 2011-2014, con la finalidad de solucionar dichos problemas, hasta que se modificó la normativa C37.118.1a (2014) [25]. Dentro de dicha modificación se concluyeron puntos tales como:

- Las pruebas de fuera de banda (OOB) requerían un rechazo significativo a través de valores mayores 50 dB en la banda de parada [25].
- Las pruebas de ancho de banda requerían valores menores de 3 dB de atenuación en toda la banda de paso para la medición del fasor principal.
- Se proporcionó un modelo de procesamiento de señal de referencia. Este fue uno de los cambios más significativos entre la versión 2011 y la correctiva del 2014 para poder cumplir con los requisitos OOB especificados. La finalidad de dicho modelo era establecer un término común para la comprensión de los requisitos de rendimiento y así confirmar su viabilidad. Sin embargo, el modelo de referencia no implicaba que fuese el único método para estimar sincrofasores [25]

1.4.2.4 IEC IEEE 60255-118-1

Los estándares C37.118 fueron realizados por el grupo de trabajo WG-H11 de la IEEE. Sin embargo, muchas de las definiciones propuestas mejoraron con la publicación

del estándar IEC IEEE 60255-118-1, debido a su reestructuración y eliminación de ambigüedades [25].

Dentro del nuevo estándar se volvieron a aclarar términos como el sobre impulso, ya que este discutía el uso de valores muestreados por las unidades de fusión (MU, por sus siglas en inglés). También se examinó las fluctuaciones en la latencia en largos períodos de tiempo y se aclaró la relación entre fase, frecuencia y velocidad de cambio de frecuencia (ROCOF) [25].

Sin embargo, dichas relaciones siguen siendo materia de discusión, ya que no se tiene acuerdos sobre las correctas definiciones de frecuencia y ROCOF dentro de un sistema energético trifásico. Esto es muy difícil de responder desde un punto de vista matemático y hay distintas opiniones sobre ello [25].

Si bien el objetivo original de los estándares de PMU era estandarizar las mediciones fasoriales, indirectamente el WG-H11 terminó brindando el único estándar que regulaba las mediciones tanto de la frecuencia dinámica como del ROCOF.

Estos dos parámetros han causado muchas dificultades para las empresas creadoras de los dispositivos PMU y también para el equipo de estudio WG-H11 en los últimos años. La razón principal de esto es que aún les resulta difícil medir la frecuencia y, en particular, el ROCOF durante un proceso de mala calidad de la energía y sobre todo mantener la estabilidad transitoria, ya que estos solo se encargan de realizar mediciones en general, y aun así en esta actividad siguen presentando problemas [25],[30].

Este problema no es solamente para los PMU. Los relés de medición de frecuencia (81¹) y los relés de medición ROCOF (81R¹) fueron víctimas de dicho problema dado que aún no están regulados por ningún estándar [25]. Es por ello que al equipo WG-H11 se le atribuye el hecho de destacar los problemas relacionados con estas mediciones particulares, incluso si no fue una tarea que se propusieron originalmente hacer.

1.4.2.5 IEC 61850

Por último, el estándar IEC 61850 fue desarrollado para facilitar la interoperabilidad de los dispositivos electrónicos inteligentes (IED) que ciertos dispositivos PMU presentan.

Ayuda a realizar de manera más eficiente los procedimientos de configuración libres y abiertos garantizando la adaptabilidad a futuras variaciones en la tecnología de la comunicación y dar pie a nuevos requisitos que podría necesitar el sistema. Es en este estándar donde se define un modelo de datos jerárquico orientado a objetos y se asegura un correcto intercambio de datos. Esto proporciona información sobre los métodos de intercambio de datos y los mecanismos para hacerlo [25].

El funcionamiento aplicativo del PMU se desglosa en las secciones más pequeñas que se pueden implementar por separado en los IED de cada dispositivo. El estándar define estos elementos básicos de funcionalidad como nodos lógicos (NL). Los objetos de datos dentro de un NL contienen atributos que podrían ser valores o propiedades detalladas del objeto de datos [25].

El intercambio de información dentro de este estándar se llegó a normalizar solamente porque los NL están estandarizados. En subestaciones eléctricas, los IED son compatibles con lo propuesto en el IEC 61850. A la vez deben instalarse para realizar todas las funcionalidades necesarias para la subestación analizada. Para una correcta gestión del sistema, la configuración de los diferentes IED deben intercambiarse para que dichos datos puedan ser decodificados para la estandarización de los dispositivos PMU [31].

Para un lenguaje de configuración adecuado, dicho estándar garantiza el uso de un lenguaje de marcado extensible (XML, por sus siglas en inglés). Cuando se realiza la estandarización a través de dicho lenguaje, se puede describir múltiples niveles de los sistemas de automatización. Asimismo, el nuevo estándar planteó a posteriores diseños, utilizar sistemas de automatización e incorporar nuevos IED, incluso cuando haya variaciones en las versiones de los IED del mismo fabricante o cuando se deba instalar IED de diferentes fabricantes [25].

CAPÍTULO II

METODOLOGÍA

En este capítulo se plantea la metodología para la detección de inestabilidades transitorias a través de la aplicación de métodos directos de evaluación y así poder tener un mejor aprovechamiento de la transferencia de potencia en el sistema.

Primero se realizó la selección de fallas, para lo cual se tuvo data específica sobre todas las fallas presentes en el Sistema de transmisión Centro Sur del país de los últimos cinco años en el informe preliminar presentado por el COES [2]. De ese listado de fallas, se recolectó información sobre los registros oscilográficos de las fallas que hayan tenido una reposición de horas a la red mayor al tiempo promedio (190 ms) y sobre todo aquellas fallas que presenten severidad mayor a la media, ya que son estas las que presentan esta característica.

Posterior a ello, se representaron los circuitos equivalentes en los tres estados de un ejemplo ilustrativo (estacionario, falla y post falla) que no formó parte del análisis de la presente tesis, sino que fue desarrollado a efectos de mostrar los resultados para cada uno de los casos de fallas elegidos. Dicha representación se realizó en el software SIMULINK a fin de conseguir las potencias transitorias de los estados mencionados en función del ángulo del generador del sistema analizado. Teniendo esto, se pudo aplicar el método directo de estabilidad transitoria para así obtener el ángulo crítico de dicho ejemplo. Luego, a través del algoritmo que se realizó en MATLAB, se analizó el comportamiento del ángulo del sistema respecto al tiempo con el objetivo de observar si después de ocurrida una falla, dicho ángulo presenta un valor menor o mayor al ángulo crítico.

Dicha metodología fue aplicada a los dispositivos PMU con la finalidad de brindarle una nueva función, ya que estos dispositivos solo se encargan de brindar los valores de los fasores, más no realizan la detección ante un evento de inestabilidad. Esta metodología ayudaría a la realización del control de emergencia, si el sistema es inestable o a una

reposición a la red, si el sistema se encuentra en estado estable. En la **Figura 2.1** se puede resumir el proceso seguido como parte de la presente metodología.

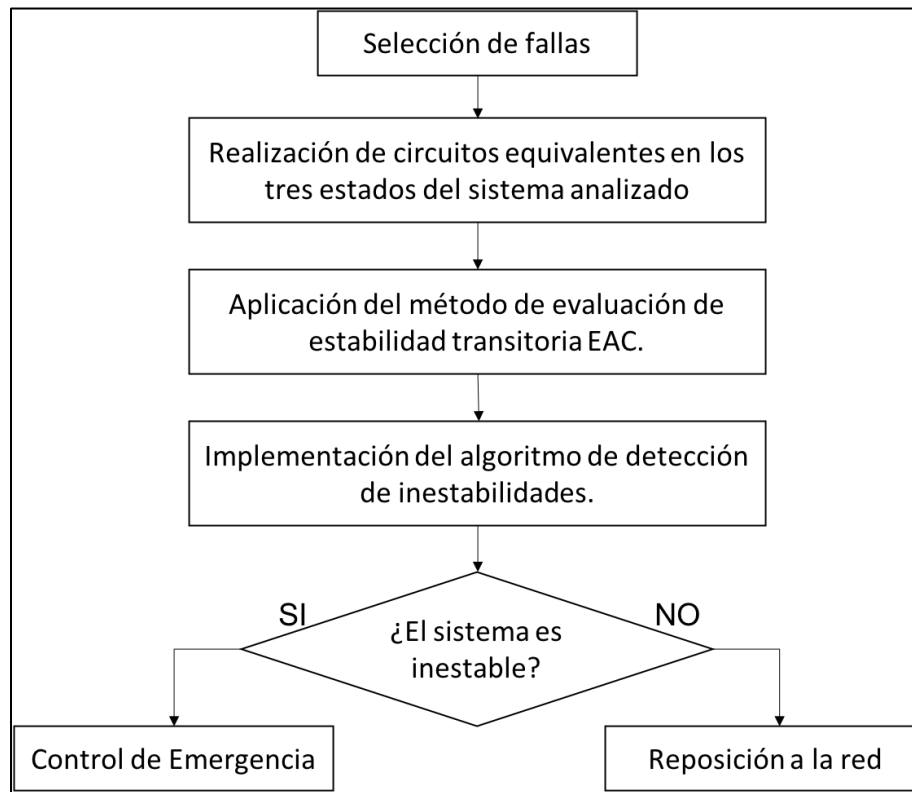


Figura 2.1 Diagrama de flujo de la metodología de la Tesis.
Fuente: Elaboración Propia

2.1 Selección de Fallas

El primer paso de la aplicación de la metodología es la selección de fallas. Esto se hace con finalidad de observar si las mismas pueden ocasionar inestabilidad transitoria y si pueden afectar de manera directa a la red a consecuencia de la presencia de una falla de severidad muy alta, concepto explicado en la sección **1.1.3 Fallas en el Sistema de Transmisión Centro-Sur**.

La selección de fallas se realizó tomando en cuenta solo el Sistema de transmisión Centro-Sur del país [2], escogiendo sólo a aquellas que presentaron una severidad mayor a la media, ya que las fallas menores suelen ser resueltas en un tiempo bastante corto. A su

vez, se analizó el tiempo de reposición de dichas fallas y la potencia interrumpida, ya que estas variables también son parámetros importantes para el análisis.

A continuación, se presentan los casos que fueron seleccionados para la aplicación de la metodología de detección de inestabilidades:

2.1.1 Caso 1: Desconexión de la Línea 5032 de 500 kV (Chilca-Poroma)

El primer caso analizado fue la desconexión de la línea 5032 (Chilca-Poroma) de 500 kV registrada el 10 de marzo del 2020 a las 6:47 a.m. [2],[32].

Dicha desconexión sucedió debido a la apertura definitiva de los interruptores, asociados a la bahía del transformador, producto de un mantenimiento programado por el COES, ocasionando que la línea de transmisión y las centrales no pudieran brindar potencia activa al SEIN en ese lapso de duración del mantenimiento [32]. Gracias a que la duración de dicho proceso fue mayor a lo esperado, este proceso trajo como resultado el no registro de actuación de los dispositivos de protección y la no reinscripción de la línea y de las centrales conectadas a la misma [32]. A continuación, la potencia interrumpida de los sistemas eléctricos pertenecientes a este caso:

Sistema	Potencia Interrumpida (MW)
L-5032	0/ 195.17
CT. Santo Domingo de Olleros	0/ 70
CT. Chilca	0/ 120

Nota: Los valores de potencia que se toman al inicio son 0 debido a que el mantenimiento fue programado. Luego se vio una potencia interrumpida debido a que el tiempo de reinscripción fue mayor al esperado.

Tabla 2.1 Potencia interrumpida de los sistemas eléctricos para el Caso 1

Fuente: Adaptado de COES: Límite de transmisión para el enlace Centro-Sur-Estiaje 2020 [32].

Dicha línea fue repuesta el mismo día a las 12:36 a.m. (duración del evento: 5h 49 min) [2]. Es por ello que, debido al tiempo que tomó la reposición de dicha línea a la red y al tipo de línea de transmisión (Alta Tensión), el caso cumplió con las características de fallas de severidad muy alta, requiriendo un análisis de inestabilidad en dicho sistema.

2.1.2 Caso 2: Desconexión de la Línea 5011 de 500 kV (Chilca Nueva-Fénix)

El segundo caso analizado fue la desconexión de la línea 5011 (Chilca Nueva-Fénix) de 500 kV registrada el 24 de enero del 2019 a las 5:29 a.m. [2],[33].

La causa de la desconexión se debió a la activación de la lógica “DESCONEXIÓN REMOTA”, implementada en los relés diferenciales (87L¹) de la subestación Chilca. Sin embargo, dicha subestación presentó otro evento de falla a las 3:23 a.m. que no necesitó la desconexión de la línea. Este primer evento, anterior a la desconexión, produjo la pérdida de tensión alterna de los servicios auxiliares ocasionando una falla en dicha línea, falla que los dispositivos de protección no pudieron detectar [33].

El evento de falla más importante se registró a las 5:29 a.m. En este se observó que las posiciones de las 3 fases de los interruptores IN-5048 e IN-5050 se mostraban abiertas; sin embargo, en el patio de llaves, los interruptores se encontraban cerrados. Esta condición de interruptores abiertos en la subestación Chilca, activó la lógica de “Desconexión remota”, la cual envió un mando de apertura al extremo de la central térmica Fénix después de temporizar por 2 segundos. En el extremo de la subestación Chilca no se tuvieron registros de disparos en ninguna de las protecciones presentes en los interruptores IN-5050 e IN-5048 [33].

Es por ello que la línea de transmisión se vio interrumpida para brindar potencia activa al igual que la central termoeléctrica Fénix Power. Las potencias interrumpidas, tanto para línea como para central, fueron las siguientes:

Sistema	Potencia Interrumpida (MW)
L 5011	529.6
C.T. Fénix TG11	180
C.T. Fénix TG12	180
C.T. Fénix TG10	183

Tabla 2.2 Potencia interrumpida de los sistemas eléctricos para el Caso 2
Fuente: Adaptado de COES: Límite de transmisión para el enlace Centro-Sur-Estiaje 2020 [33]

Dicha línea fue repuesta el mismo día a las 9:43 a.m. (duración del evento: 4 horas 14 min) al igual que la subestación Chilca [33]. Es por ello que, debido al tiempo que tomó la reposición de dicha línea a la red, la potencia interrumpida y el tipo de línea de transmisión (Alta Tensión), el caso cumplió con el tipo de severidad de falla muy alta, por lo que hizo necesario el análisis de inestabilidad de dicho sistema.

2.1.3 Caso 3: Desconexión de la Línea 5034 de 500 kV (Poroma-Ocoña)

El tercer caso analizado fue la desconexión de la línea 5034 de 500 kV registrada el 18 de agosto del 2017 a las 11:13 a.m. [2],[34].

La causa de la desconexión se debió a la actuación de la protección mecánica del reactor “Gas Detector Relay for Conservator” de la línea REL-5383 en la subestación Poroma de 500 kV. El sistema de protección mecánico detectado fue la causa del disparo del interruptor INT-5383, generando la orden de arranque de los relés de protección del reactor [34].

De acuerdo con lo informado por el equipo de ABY Transmisión Sur, empresa transmisora que tiene a cargo dicha línea, la actuación de esta protección no fue crítica para indisponer al equipo; más bien se debió a un problema interno en la membrana flexible del tanque conservador, el cual al estar lleno de aire seco y al sufrir una ligera distorsión, hizo que el relé sensor de dicha anomalía, envíe el disparo. Al respecto, ABY informó que se realizaron las coordinaciones con el fabricante del reactor para mejorar la ingeniería, dado que la criticidad de esta protección debe ser solo de alarma y no de disparo [34].

Es por ello que la línea de transmisión se vio interrumpida en brindar potencia activa al igual que sus centrales hidroeléctricas y centrales térmicas conectadas. A su vez, los sistemas eléctricos, que también se vieron afectados, fueron los presentes en las minas Cerro Verde, Las Bambas y Antapaccay [34]. En la siguiente tabla se muestran los sistemas que tuvieron una mayor interrupción de potencia:

Sistema	Potencia Interrumpida (MW)
L-5034	332
Mina Cerro Verde-Las Bambas	253.73
C.H. Chaglla	85
CH. Cerro del Águila	70

Tabla 2.3 Potencia interrumpida de los sistemas eléctricos para el Caso 3
Fuente: Adaptado de COES: Límite de transmisión para el enlace Centro-Sur-Estiaje 2020 [34].

Dicha línea fue repuesta el mismo día a las 12:43 pm (duración del evento: 1h 30 min) [34]. Es por ello que, debido al tiempo que tomó la reposición de dicha línea a la red, la potencia interrumpida y el tipo de línea de transmisión (Alta Tensión), el caso cumplió con las características de fallas de severidad muy alta, requiriendo un análisis de inestabilidad en dicho sistema.

2.2 Realización de los circuitos equivalentes en los tres estados del sistema analizado

Una vez ejecutada la selección de fallas, se procedió al desarrollo de los circuitos equivalentes mediante un ejemplo aplicativo. Es importante señalar que este ejemplo no formó parte de la presente tesis, sino que se desarrolló a efectos de ilustrar los pasos que se realizaron para cada uno de los casos explicados en la sección **3.1 Circuitos equivalentes**.

Para dicho ejemplo, se realizaron los circuitos equivalentes de los tres estados (estacionario, falla y post falla) en el software SIMULINK, aplicando los conceptos mencionados en la sección **1.3.1 Métodos directos de evaluación** sobre el análisis de los circuitos debido a las acciones de cada falla. El diagrama unifilar de dicho ejemplo se muestra en la **Figura 2.2**:

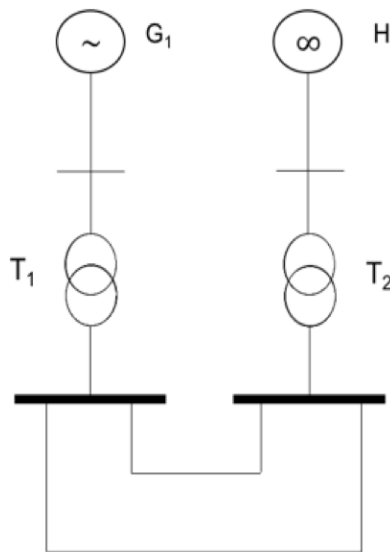


Figura 2.2 Diagrama unifilar de un generador síncrono conectado a través de una línea de transmisión de doble terna hacia una barra infinita.

Fuente: Elaboración Propia (Valores Referenciales)

Donde T_1 y T_2 son los transformadores presentes en dicho sistema.

El generador presente en dicho diagrama se encuentra suministrando una potencia activa (P_a) en estado estacionario, a un sistema de tensión y frecuencia constante. En la mitad de una de las ternas ocurre una falla trifásica a tierra, la cual es desconectada luego de un tiempo “ t ”. A continuación, se presenta el diagrama unifilar del sistema cuando ocurre la falla.

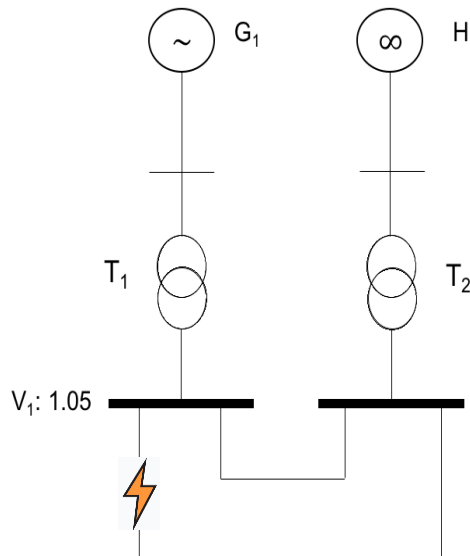


Figura 2.3 Diagrama unifilar del sistema cuando ocurre una falla en una terna de una línea de transmisión.

Fuente: Elaboración Propia

Con este diagrama unifilar se procedió a realizar el circuito equivalente del ejemplo en mención, el cual se muestra en la **Figura 2.4**.

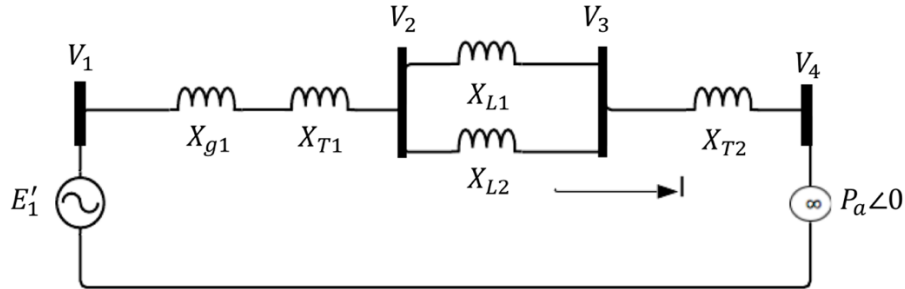


Figura 2.4 Circuito eléctrico de un generador síncrono conectado a través de una línea de transmisión de doble terna hacia una barra infinita.
Fuente: Elaboración propia

Las variables de entrada que se encuentran en dicho circuito y que fueron utilizadas para los casos elegidos son:

Variables	Definición/ Valores en p.u (partes por unidad)
X_{G1}	Impedancia del generador (p.u)
X_{T1}, X_{T2}	Impedancia de los transformadores (p.u)
H	Constante de Inercia (s)
X_{L1}, X_{L2}	Impedancia de la línea de transmisión (p.u)
f	Frecuencia del sistema (Hz)
V_1, V_2, V_3, V_4	Voltaje de los buses de un sistema (p.u)
I	Corriente circulante en el sistema (p.u)

Tabla 2.4 Parámetros de entrada considerados para el desarrollo de la metodología
Fuente: Elaboración propia

Para calcular la potencia del generador, se tuvo que revisar las fórmulas propuestas en la sección **1.3.1.1 Criterio de Áreas Iguales (EAC, por sus siglas en inglés)**. Con esto se halló el ángulo en dicho punto con la siguiente ecuación:

$$P = \frac{V_1 * V_4}{X_{24}} * \text{sena} \quad (28)$$

Donde:

- $V_1 =$ Voltaje en la barra 1 (p.u)

- $\alpha = \text{ángulo del generador (rad)}$
- $|V_1| = |V_2| = \text{módulos de voltaje}$
- X_{24} es la impedancia equivalente entre los buses 2 y 4 (p.u)

Dicho ángulo se utilizó para obtener el voltaje en el segundo bus del circuito a través de la siguiente ecuación:

$$V_2 = |V_1| \angle \alpha \quad (29)$$

El voltaje en el bus 2 es necesario para hallar la corriente de salida del generador, la cual es calculada a través de la siguiente ecuación:

$$I = \frac{V_2 - V_4}{X_{24}j} \quad (30)$$

Donde:

- V_2 es el Voltaje en el bus 2 (p.u)
- V_4 es el Voltaje en el bus 4 (p.u)

Con este valor se halló el voltaje interno transitorio (E'_1) empleando la siguiente expresión:

$$E'_1 = X_{12}j * I + V_2 = |E'_1| \angle \delta_0 \quad (31)$$

Donde:

- X_{12} es la reactancia entre los buses 1 y 2 (p.u)
- I es la corriente de salida del generador (p.u)

El voltaje interno transitorio presenta el ángulo inicial en el que trabaja el sistema. Dicho ángulo es nombrado como δ_0 .

Calculado el voltaje interno transitorio, dicho parámetro se utilizó para el cálculo de la potencia en estado estacionario. Dicha potencia fue necesaria para la aplicación de los

métodos directos ya que contiene el ángulo con el que trabajará el sistema en los tres estados en función del tiempo “t”. Dicho cálculo se muestra en la presente ecuación:

$$P_{e1} = \frac{E'_1 * V_4}{X_{14}} * \text{sen} \delta = |P_{e1}| \text{sen} \delta \quad (32)$$

Donde:

- $|P_{e1}|$ es el módulo de la potencia en estado estacionario
- δ es el ángulo del sistema en un tiempo "t" (rad)
- E'_1 es el voltaje interno transitorio (p.u)

Realizado el análisis completo del ejemplo en estado estacionario, se hizo el posterior análisis cuando el sistema se encuentra en estado de falla y posterior aislamiento de la zona donde se produjo dicho evento [15]. A continuación, se presenta el circuito cuando la falla ocurre en la línea de transmisión de doble terna, específicamente en una de sus líneas.

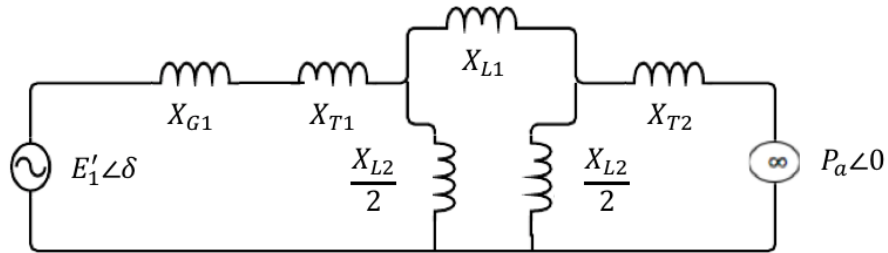


Figura 2.5 Esquema del circuito del ejemplo aplicativo que ocurre cuando hay una falla en la línea de transmisión de doble terna.
Fuente: Elaboración propia

Para resumir todo el circuito anterior, se tuvo que realizar el circuito equivalente Thevenin de este sistema, el cual se muestra en la siguiente figura:

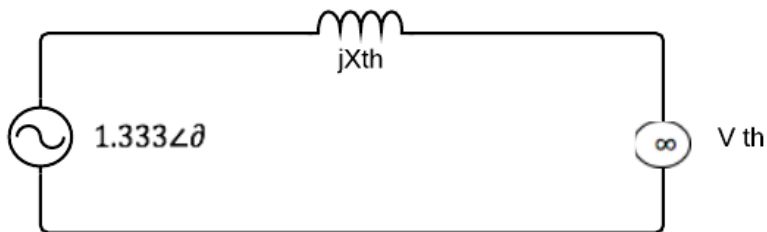


Figura 2.6 Circuito Thevenin del Sistema.
Fuente: Elaboración propia

Donde la impedancia Thevenin se calculó con la siguiente ecuación:

$$X_{th} = X_{G1} + X_{T1} + ((X_{L1} + X_{T2}) // (X_{L2}/2)) // (X_{L2}/2) \text{ en } (p.u) \quad (33)$$

A su vez, se calculó el voltaje Thevenin en la siguiente ecuación:

$$V_{th} = \left(\frac{(X_{L2}/2)}{X_{T1} + (X_{L2}/2)} \right) \left(\frac{X_{conexión\Delta}}{X_{conexión\Delta} + (X_{L2}/2)} \right) |P_a| \angle 0 \text{ en } (p.u) \quad (34)$$

Donde: $X_{conexión\Delta}$ es la reactancia final cuando se realiza el cambio de conexión de reactancias de delta a estrella (en p.u).

Al igual que el caso donde se calcula la potencia en estado estacionario, se tiene que calcular la potencia transitoria cuando el sistema presenta la falla. Esto se realizó con la siguiente expresión:

$$P_{e2} = \frac{E'_1 * V_{th}}{X_{th}} * \text{sen}\delta = |P_{e2}| \text{sen}\delta \text{ en } (p.u) \quad (35)$$

Donde:

- V_4 es el voltaje del bus 4 (p.u)
- X_{th} es la reactancia Thevenin del circuito (p.u)
- V_{th} es el voltaje Thevenin del circuito (p.u)
- $|P_{e3}|$ es el módulo de la potencia transitoria cuando ocurre la falla.

Por último, se calculó la potencia transitoria posterior a la falla a través de la siguiente ecuación:

$$P_{e3} = \frac{E'_1 * V_4}{X_{14}} * \text{sen}\delta = |P_{e3}| \text{sen}\delta \text{ en } (p.u) \quad (36)$$

Donde:

- V_4 es el voltaje del bus 4 (p.u)
- X_{14} es la reactancia entre los buses 1 y 4 (p.u)
- $|P_{e3}|$ es el módulo de la potencia transitoria después de ocurrida la falla.

Todo lo mencionado anteriormente fue simulado utilizando el software SIMULINK. Esta realización de pasos fue desarrollada para cada uno de los casos elegidos en la sección **3.1 Circuitos equivalentes.**

2.3 Aplicación de los métodos de estabilidad transitoria EAC

Realizado el circuito independiente, se aplicó el método EAC (Criterio de Áreas Iguales) para detectar el ángulo crítico del ejemplo ilustrativo [15]. A continuación, se muestra una representación gráfica de la potencia vs ángulos del generador en los tres estados pertenecientes a una falla (Ecuación 32, 35 y 36).

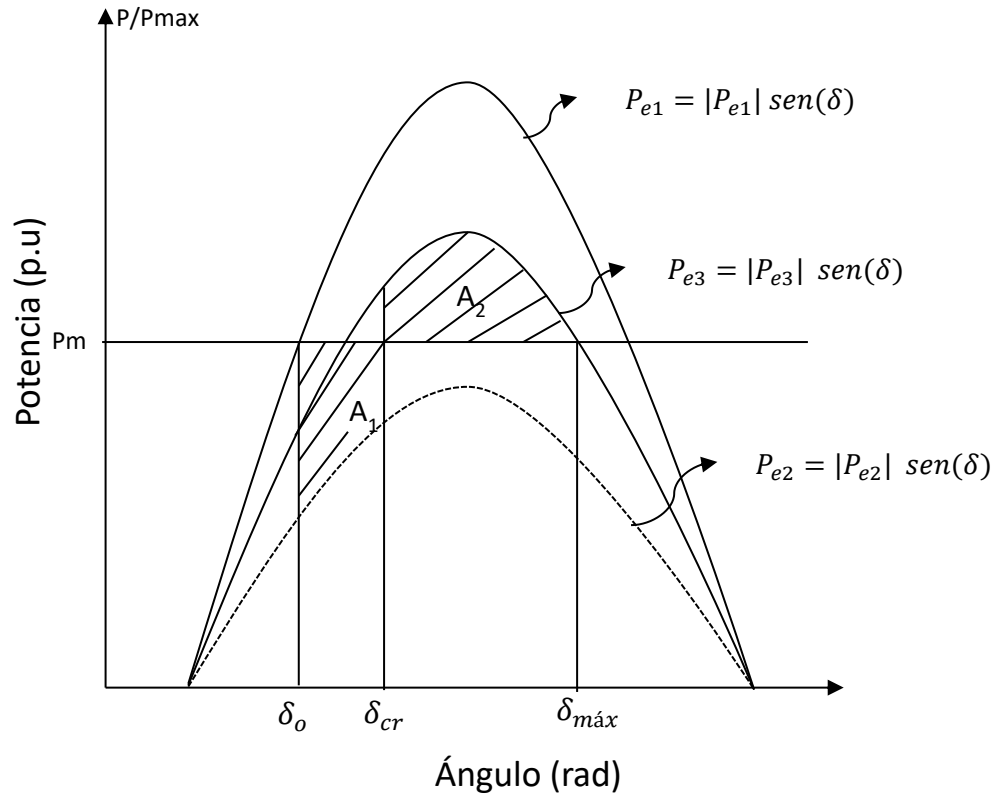


Figura 2.7 Curva de potencia vs ángulo en los tres casos cuando el sistema entra en una falla.
Fuente: Elaboración propia

En la **Figura 2.7** se puede ver la potencia del generador en los tres estados analizados en función del ángulo. El P_{e1} es la potencia cuando el sistema funciona de

manera recurrente; mientras que el P_{e2} y P_{e3} son las potencias cuando ocurre la falla y el proceso post-falla. A su vez se tiene la P_m que es la potencia media referencial del sistema. Estas potencias se ven gráficamente limitadas por los ángulos de dicho generador.

A su vez la **Figura 2.7** muestra que las potencias transitorias pueden ser calculadas por la suma algebraica de las superficies A_1 y A_2 . La superficie A_1 representa el área de aceleración cuando $P_m > P_{e3}$ mientras que A_2 es el área de desaceleración cuando, en este caso $P_m < P_{e3}$.

Teniendo en cuenta lo explicado, se aplicó el método EAC igualando las áreas para poder obtener los ángulos en los cuales puede trabajar el sistema de manera adecuada y si ocurre una falla, poder perturbarse a cierto valor para que el sistema no se desestabilice del todo. Para este caso se aplicó el criterio a través de los siguientes cálculos con la finalidad de obtener el ángulo crítico [15].

Como A_1 y A_2 son iguales entonces:

$$A_1 = \int_{\delta_0}^{\delta_{cr}} (P_m - P_{e2}) d\delta = \int_{\delta_{cr}}^{\delta_{max}} (P_{e3} - P_m) d\delta = A_2 \quad (37)$$

Donde:

- δ_{cr} es el ángulo crítico del sistema (rad)
- δ_0 es el ángulo inicial del sistema (rad)
- δ_{max} es el ángulo máximo del sistema (rad)
- P_m es la potencia transitoria media (p.u)
- P_{e2} es la potencia transitoria cuando ocurre la falla (p.u)
- P_{e3} es la potencia transitoria después de ocurrida la falla (p.u)

Realizando dicho cálculo, se obtuvo el ángulo crítico del sistema δ_{cr} . Este parámetro es muy importante ya que ayuda a observar si el ángulo después de eliminada la falla en el tiempo “t” (δ) supera o no dicho ángulo crítico, concluyendo si el sistema es estable o no. Dicho ángulo fue calculado para cada uno de los casos elegidos en la sección

3.2 Métodos de estabilidad transitoria

2.4 Implementación del algoritmo de detección de inestabilidades

Posterior a ello se observó si los ángulos de la fuente de generación llegaron a su punto crítico o no. Esto se realizó con el código de Matlab, el cual optimizó los cálculos para obtener los ángulos del sistema y observar su comportamiento a través del transcurso en el tiempo de análisis “t”.

```
Xt; %Angulo inicial%
Wt; %Velocidad angular inicial%
Ws; %Velocidad angular de eje síncrono%
H;%Constante de Inercia%
dt;%Variación de tiempo%
t=0;
x=0;
i=1;
j=1;
for t=0:0.02:6
    if t>0
        DXt=Wt-Ws;
        if t<=0.1
            DWt= (Ws/ (2*H)) * (1-Pe2*sin(Xt));
        else
            DWt= (Ws/ (2*H)) * (1-Pe3*sin(Xt));
        end
        Xtt=Xt+DXt*dt;
        Wtt=Wt+DWt*dt;
        DXtt=Wtt-Ws;
        if t<=0.1
            DWtt= (Ws/ (2*H)) * (1-Pe3*sin(Xtt));
        else
            DWtt= (Ws/ (2*H)) * (1-Pe2*sin(Xtt));
        end
        Xttt=Xt+1/2* (DXt+DXtt) *dt;
        Wttt=Wt+1/2* (DWt+DWtt) *dt;
        Xt=Xttt;
        Wt=Wttt;
    end
    for j=1:3
        if j==1
            x(i,j)=t;
        elseif j==2
            x(i,j)=Xt;
        else
            x(i,j)=Wt;
        end
    end
    i=i+1;
    j=1;
end
plot(x(:,1),x(:,2), 'b+', 'LineWidth',1.5);
hold on
```

```

plot(x(:,1),x(:,2),'r','LineWidth',1);
xlabel('Tiempo')
ylabel('Angulo')
grid

```

Con este código se puede ver que, a través del método de Euler, que transforma ecuaciones no lineales en lineales, el ángulo de liberación de falla para el ejemplo aplicativo debería ser menor al ángulo crítico, ya que, si este no es el caso, quiere decir que la falla no es eliminada y, en consecuencia, seguiría trayendo inestabilidad en el sistema.

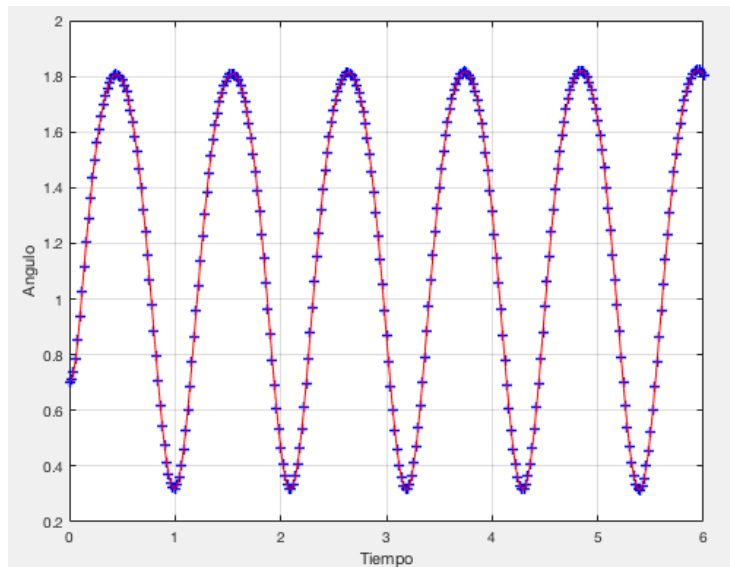


Figura 2.8 Resultado del código implementado en el software Matlab.
Fuente: Elaboración propia

En la **Figura 2.8** se puede ver una representación del resultado final que indica si el ángulo es mayor o no al ángulo crítico, gracias al algoritmo de detección. Para este ejemplo aplicativo se ve que el sistema es estable.

Esta representación gráfica sobre el comportamiento del ángulo también se vio en los casos elegidos en la **Selección de Fallas**. Dichos gráficos se pueden ver en la sección **0 El ángulo crítico calculado es el punto donde se registra el inicio del proceso de inestabilidad para el caso 3**. Dicho valor fue comparado con la medición de fasores de dicho caso a través del algoritmo de detección en la **Sección 3.3 Estabilidad mediante el algoritmo de detección**.

Estabilidad mediante el algoritmo de detección para cada caso en especial y se puede ver si el ángulo de cada uno de sus sistemas analizados, después de ocurrida en el tiempo de eliminación de falla, superó o no los valores de su ángulo crítico.

CAPÍTULO III

RESULTADOS

En el presente capítulo se muestran los resultados de los casos elegidos en el Capítulo de Metodología. Primero, se detallan los circuitos equivalentes para los tres casos elegidos en los tres estados (estacionario, falla y post-falla), con sus respectivos valores de entrada en el software SIMULINK. Luego, se muestran los valores del ángulo crítico para cada uno de los casos, calculados con los métodos de estabilidad transitoria. Por último, se realizan las comparaciones entre los registros fasoriales de cada caso, producto de la aplicación del algoritmo de detección con el ángulo crítico calculado, para después realizar el análisis en el que se ve si fue detectada la falla por inestabilidad transitoria de manera correcta.

3.1 Circuitos equivalentes

3.1.1 Caso 1: Desconexión de la Línea 5032 de 500 kV (Chilca-Poroma)

A continuación, se presenta el diagrama unifilar del sistema analizado:

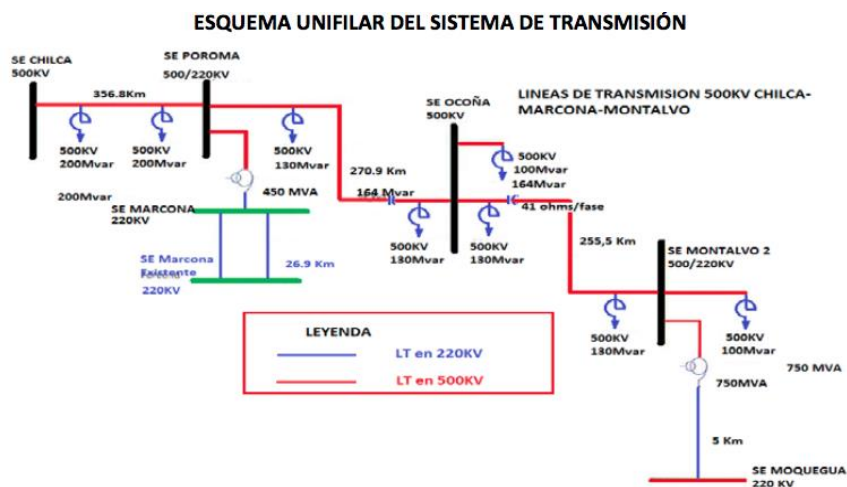


Figura 3.1 Diagrama Unifilar del caso 1.
Fuente: Osinergmin. Línea de Transmisión Chilca-Poroma [35].

Primero, se realizó el circuito equivalente del caso 1 cuando el sistema se encuentra en estado estacionario.

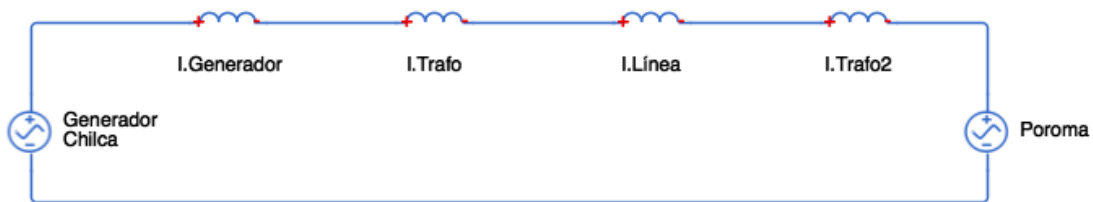


Figura 3.2 Circuito equivalente del diagrama unifilar en estado estacionario para el caso 1.
Fuente: Elaboración Propia

En dicho estado se tienen los siguientes valores de entrada:

Variables	Valores
X_{G1}	0.196 p.u
X_{T1}, X_{T2}	0.09 p.u
H	6.335 s
X_{L1}	0.656 p.u
f	60 Hz

Tabla 3.1 Valores de entrada del caso 1.
Fuente: Osinergmin. Línea de Transmisión Chilca-Poroma 500 kV [35]

Para el cálculo del ángulo del generador se utilizó la ecuación (28), obteniendo:

$$1.0 = \frac{1.05 * 1.0}{0.665} * \text{sen}\alpha$$

$$\text{sen}\alpha = 0.633$$

Donde se obtuvo valor de $\alpha = 39.296^\circ$

Dicho ángulo se utilizó para obtener el voltaje en el segundo bus el cual se calculó mediante la ecuación (29), obteniendo:

$$V_2 = 1.05 \angle 39.296 \text{ (en p.u)}$$

Habiendo hallado dicho parámetro, se calculó la corriente del generador mediante la ecuación (30), obteniendo:

$$I = \frac{1.05 \angle 39.296 - 1.0 \angle 0}{0.665j} = 1.04 \angle 15.740 \text{ (en p.u)}$$

Con este valor se halló el voltaje interno transitorio (E'_1) empleando la ecuación, con lo cual se obtuvo (31):

$$E'_1 = j0.387 * 1.04 \angle 15.740 + 1.05 \angle 39.294 = 1.266 \angle 56.242 \text{ (en p.u)}$$

Obteniendo a su vez el valor inicial del ángulo inicial de dicho caso $\delta_o = 56.242^\circ$

Calculado el voltaje interno transitorio, dicho parámetro se utilizó para el cálculo de la potencia en estado estacionario mediante la ecuación (32):

$$P_{e1} = \frac{1.266 * 1}{0.895} * \text{sen} \delta = 1.412 \text{ sen} \delta$$

Realizado el análisis completo del caso 1 en estado estacionario, se hizo el análisis cuando el sistema se encuentra en estado de falla por lo que se realizó el circuito equivalente en dicho estado a continuación:

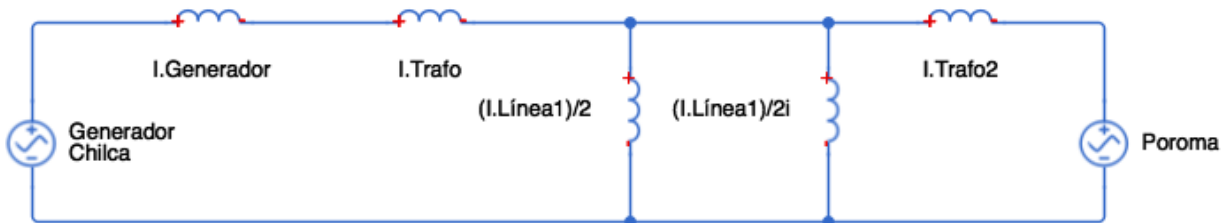


Figura 3.3 Circuito equivalente del diagrama unifilar en estado de falla para el caso 1.
Elaboración Propia

Para resumir todo el circuito anterior, se tuvo que realizar el circuito equivalente Thevenin de este sistema, el cual se muestra en la siguiente figura:

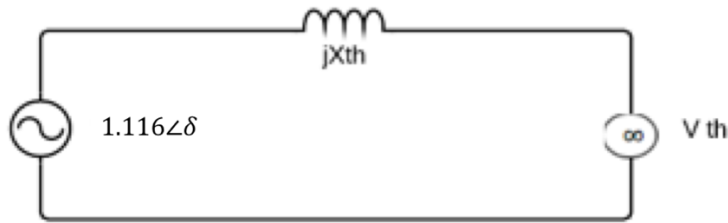


Figura 3.4 Circuito Thevenin del estado de falla para el caso 1.
Fuente: Elaboración propia

Donde la impedancia Thevenin se calculó con la ecuación (33), obteniendo:

$$X_{th} = 0.387 + 0.09 + ((0.328)//0.328)//0.09 = 0.535 \text{ p.u}$$

A su vez, se calculó el voltaje Thevenin en la ecuación (34), obteniendo:

$$V_{th} = \left(\frac{0.09}{0.09+0.164} \right) 1\angle 0 = 0.354\angle 0 \text{ (en p.u)}$$

Con estos valores se calculó la potencia transitoria con la ecuación (35), obteniendo:

$$P_{e2} = \frac{1.266*0.354}{0.535} * \text{sen}\delta = 0.838 \text{ sen}\delta \text{ (en p.u)}$$

Por último, se calculó la potencia transitoria posterior a la falla en la ecuación (36), obteniendo:

$$P_{e3} = \frac{1.266*1}{1.223} * \text{sen}\delta = 1.035 \text{ sen}\delta$$

3.1.2 Caso 2: Desconexión de la Línea 5011 de 500 kV (Chilca Nueva-Fénix)

En la siguiente figura se muestra el diagrama unifilar del caso 2:

ESQUEMA UNIFILAR DE LA L.T. 500 KV S.E. FÉNIX – S.E. CHILCA

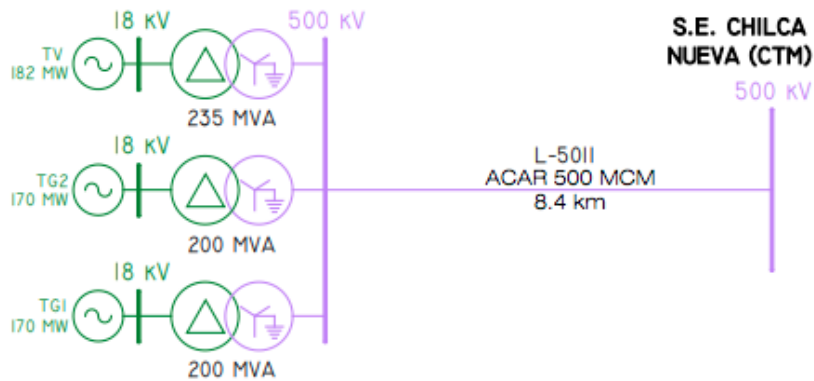


Figura 3.5 Diagrama Unifilar del caso 2.

Fuente: Osinergmin. Línea de Transmisión Chilca-Poroma de 500 kV [36].

Primero, se realizó el circuito equivalente del caso 2 cuando el sistema se encuentra en estado estacionario.

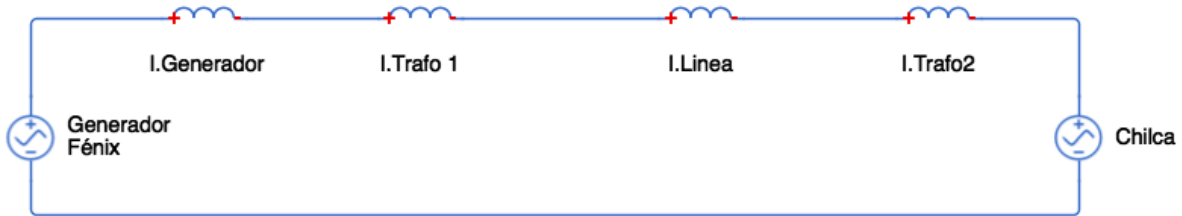


Figura 3.6 Circuito equivalente del diagrama unifilar en estado estacionario para el caso 2.

Fuente: Elaboración Propia

Para dicho estado, se tienen los siguientes valores de entrada:

Variables	Valores
X_{G1}	0.63 p.u
X_{T1}, X_{T2}	0.1 p.u
H	5.490 s
X_{L1}	0.06p.u
f	60 Hz

Tabla 3.2 Valores de entrada del caso 2.

Fuente: Osinergmin. Línea de Transmisión Chilca-Poroma 500 kV [36].

Para el cálculo del ángulo del generador se utilizó la ecuación (28), obteniendo:

$$1.0 = \frac{1.05 * 1.0}{0.16} * \text{sen}\alpha$$

$$\text{sen}\alpha = 0.153$$

Donde se obtuvo valor de $\alpha = 8.765^\circ$

Dicho ángulo se utilizó para obtener el voltaje en el segundo bus el cual se calculó mediante la ecuación (29), obteniendo:

$$V_2 = 1.05 \angle 8.765 \text{ (en p.u)}$$

Habiendo hallado ya dicho parámetro, se calculó la corriente del generador mediante la ecuación (30), obteniendo:

$$I = \frac{1.05 \angle 8.765 - 1.0 \angle 0}{0.16j} = 1.03 \angle -13.271 \text{ (en p.u)}$$

Con este valor se halló el voltaje interno transitorio (E'_1) empleando la ecuación (31), obteniendo:

$$E'_1 = j0.64 * 1.03 \angle -13.271 + 1.05 \angle 8.765 = 1.433 \angle 33.941 \text{ (en p.u)}$$

Obteniendo a su vez el valor inicial del ángulo inicial de dicho caso $\delta_0 = 33.941^\circ$

El voltaje interno transitorio, dicho parámetro se utilizó para el cálculo de la potencia en estado estacionario mediante la ecuación (32), obteniendo:

$$P_{e1} = \frac{1.433 * 1}{0.83} * \text{sen}\delta = 1.714 \text{ sen}\delta$$

Realizado el análisis completo del caso 2 en estado estacionario, se hizo el análisis cuando el sistema se encuentra en estado de falla por lo que se realizó el circuito equivalente en dicho estado a continuación:

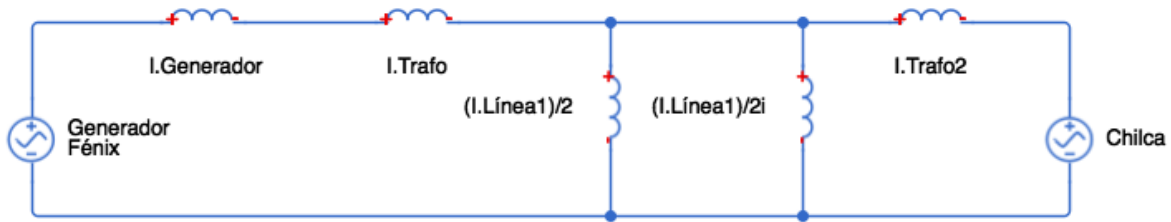


Figura 3.7 Circuito equivalente del diagrama unifilar en estado de falla para el caso 2
Fuente: Elaboración Propia

Para resumir todo el circuito anterior, se tuvo que realizar el circuito equivalente Thevenin de este sistema, el cual se muestra en la siguiente figura:

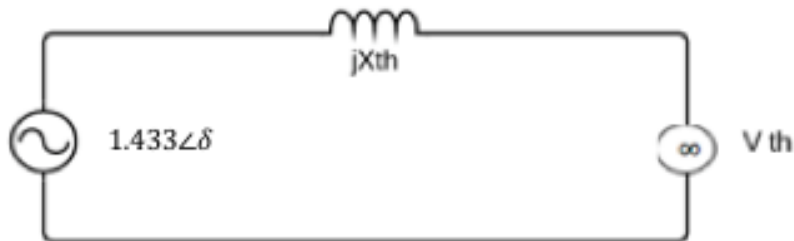


Figura 3.8 Circuito Thevenin del estado de falla para el caso 2.
Fuente: Elaboración propia

Donde la impedancia Thevenin se calculó con la ecuación (33), obteniendo:

$$X_{th} = 0.63 + 0.1 + (0.03 // 0.03) // 0.1 = 0.743 \text{ p.u}$$

A su vez, se calculó el voltaje Thevenin en la ecuación (34), obteniendo:

$$V_{th} = \left(\frac{0.1}{0.1 + 0.636} \right) 1 \angle 0 = 0.136 \angle 0 \text{ (en p.u)}$$

Con estos valores se calculó la potencia transitoria con la ecuación (35), obteniendo:

$$P_{e2} = \frac{1.433 * 0.136}{0.83} * \text{sen} \delta = 0.235 \text{ sen} \delta$$

Por último, se calculó la potencia transitoria posterior a la falla en la ecuación (36), obteniendo:

$$P_{e3} = \frac{1.433 * 1}{0.9} * \text{sen} \delta = 1.592 \text{ sen} \delta$$

3.1.3 Caso 3: Desconexión de la Línea 5034 de 500 kV (Poroma-Ocoña)

En la siguiente figura se muestra el diagrama unifilar del caso 3:

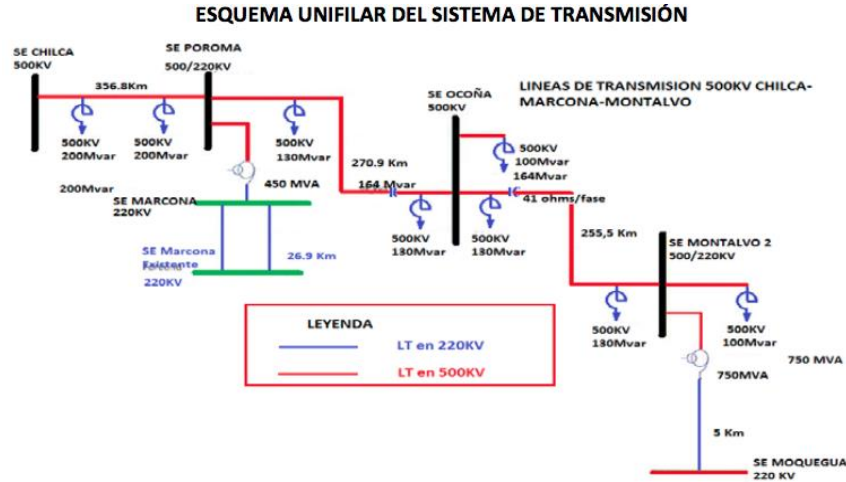


Figura 3.9 Diagrama Unifilar del caso 1.
 Fuente: Osinergmin. Línea de Transmisión Poroma-Ocoña [35].

Primero, se realizó el circuito equivalente del caso 3 cuando el sistema se encuentra en estado estacionario.

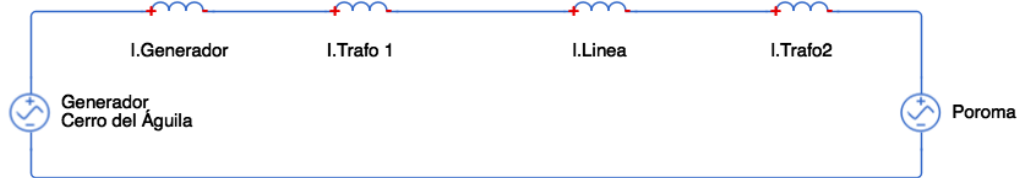


Figura 3.10 Circuito equivalente del diagrama unifilar en estado estacionario para el caso 3.
 Fuente: Elaboración Propia

Para dicho estado se tienen siguientes valores de entrada:

Variables	Valores
X_{G1}	$0.352 p. u$
X_{T1}, X_{T2}	$0.1 p. u$
H	$5.83 s$
X_{L1}	$0.498 p. u$
f	$60 Hz$

Tabla 3.3 Valores de entrada del caso 3.
 Fuente: Osinergmin. Línea de Transmisión Poroma-Ocoña 500 kV [36].

Para el cálculo del ángulo del generador se utilizó la ecuación (28):

$$1.0 = \frac{1.05 * 1.0}{0.598} * \text{sen}\alpha$$

$$\text{sen}\alpha = 0.153$$

Donde se obtuvo valor de $\alpha = 34.71$

Dicho ángulo se utilizó para obtener el voltaje en el segundo bus el cual se calculó mediante la ecuación (29), obteniendo:

$$V_2 = 1.05\angle 34.71 \text{ (en p.u)}$$

Obtenido ya dicho parámetro, se calculó la corriente del generador mediante la ecuación (30), obteniendo:

$$I = \frac{1.05\angle 34.71 - 1.0\angle 0}{0.598j} = 1.026\angle 12.89 \text{ (en p.u)}$$

Con este valor se halló el voltaje interno transitorio (E'_1) empleando la ecuación (31), obteniendo:

$$E'_1 = j0.452 * 1.026\angle 12.89 + 1.05\angle 34.71 = 1.296\angle 54.11 \text{ (en p.u)}$$

Obteniendo a su vez el valor inicial del ángulo inicial de dicho caso $\delta_o = 54.11^\circ$

El voltaje interno transitorio, dicho parámetro se utilizó para el cálculo de la potencia en estado estacionario mediante la ecuación (32), obteniendo:

$$P_{e1} = \frac{1.296*1}{0.801} * \text{sen}\delta = 1.613 \text{ sen}\delta$$

Realizado el análisis completo del caso 3 en estado estacionario, se hizo el análisis cuando el sistema se encuentra en estado de falla, realizando el circuito equivalente en dicho estado, el cual se presenta a continuación:

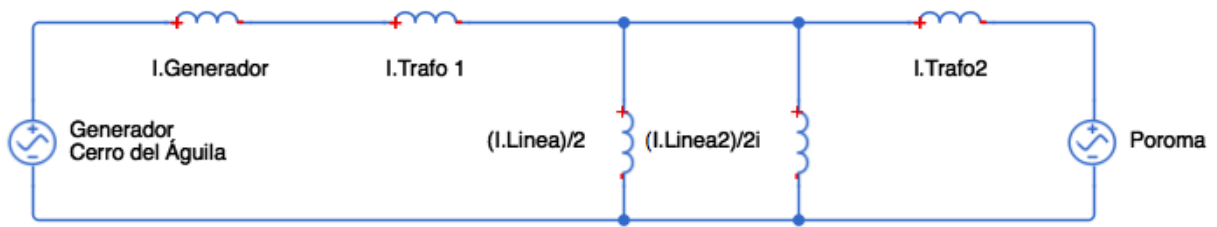


Figura 3.11 Circuito equivalente del diagrama unifilar en estado de falla para el caso 3
Fuente: Elaboración Propia

Para resumir todo el circuito anterior, se realizó el circuito equivalente Thevenin de este sistema, el cual se muestra en la siguiente figura:

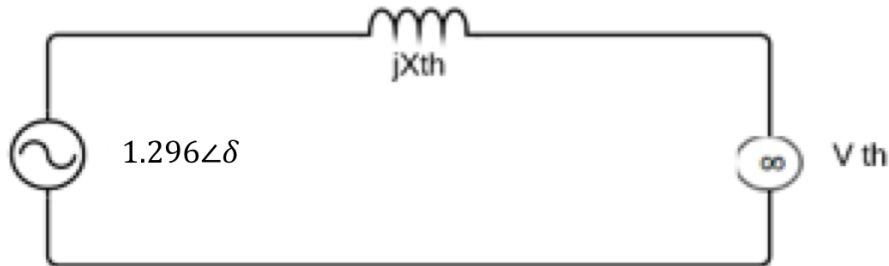


Figura 3.12 Circuito Thevenin del estado de falla para el caso 3.
Fuente: Elaboración propia

Donde la impedancia Thevenin se calculó con la ecuación (33), obteniendo:

$$X_{th} = 0.352 + 0.1 + (0.248 // 0.248) // 0.1 = 0.507 \text{ p.u}$$

A su vez, se calculó el voltaje Thevenin en la ecuación (34), obteniendo:

$$V_{th} = \left(\frac{0.1}{0.1 + 0.247} \right) 1 \angle 0 = 0.287 \angle 0 \text{ (en p.u)}$$

Con estos valores se calculó la potencia transitoria con la ecuación (35), obteniendo:

$$P_{e2} = \frac{1.296 * 0.287}{0.507} * \text{sen} \delta = 0.734 \text{sen} \delta$$

Por último, se calculó la potencia transitoria posterior a la falla en la ecuación (36), obteniendo:

$$P_{e3} = \frac{1.296 * 1}{1.05} * \text{sen} \delta = 1.234 \text{sen} \delta$$

3.2 Métodos de estabilidad transitoria

3.2.1 Caso 1: Desconexión de la Línea 5032 de 500 kV (Chilca-Poroma)

Calculada la potencia transitoria para los tres estados P_{e1} , P_{e2} y P_{e3} (estable, falla y post falla) del caso 1, se aplicó el método EAC para dicho caso. A continuación, se muestra una representación gráfica de la aplicación de dicho método:

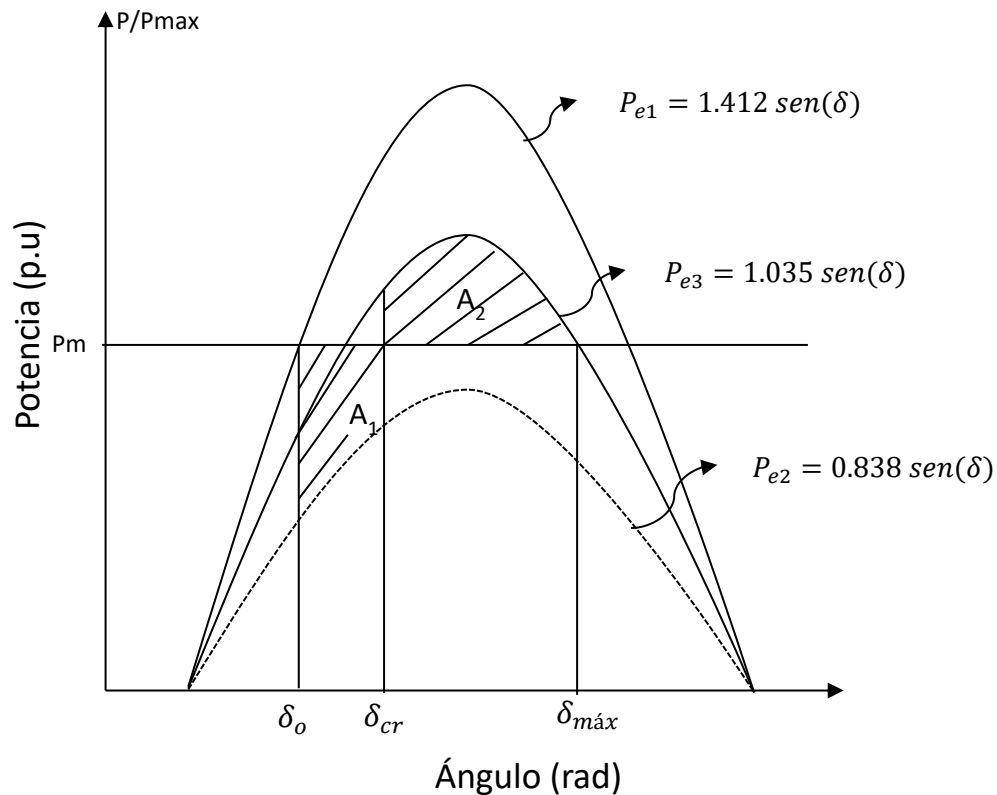


Figura 3.13 Curva de potencia vs ángulo en los tres casos cuando el sistema entra en una falla para el caso 1.
Fuente: Elaboración propia

Como A_1 y A_2 son iguales (explicado en la sección **2.3 Aplicación de los métodos de estabilidad transitoria**) entonces:

$$\int_{0.944}^{\delta_{cr}} (1 - 0.838 \text{sen} \delta) d\delta = \int_{\delta_{cr}}^{2.8} (1.035 \text{sen} \delta - 1) d\delta$$

$$(\delta_{cr} - 0.944) + 0.838 * (\cos \delta_{cr} - \cos 0.944) = 1.035 * (\cos \delta_{cr} - \cos 2.8) - (2.8 - \delta_{cr})$$

$$\delta_{cr} = 0.932 \text{ rad}$$

El ángulo del fasor crítico calculado es el punto donde se registra el inicio del proceso de inestabilidad para el caso 1. Dicho valor fue comparado luego con la medición angulares de dicho caso a través del algoritmo de detección en la **Sección 3.3 Estabilidad mediante el algoritmo de detección.**

3.2.2 Caso 2: Desconexión de la Línea 5011 de 500 kV (Chilca Nueva-Fénix)

Calculada la potencia transitoria para los tres estados P_{e1} , P_{e2} y P_{e3} (estable, falla y post falla) del caso 2, se aplicó el método EAC para dicho caso. A continuación, se muestra una representación gráfica de la aplicación de dicho método:

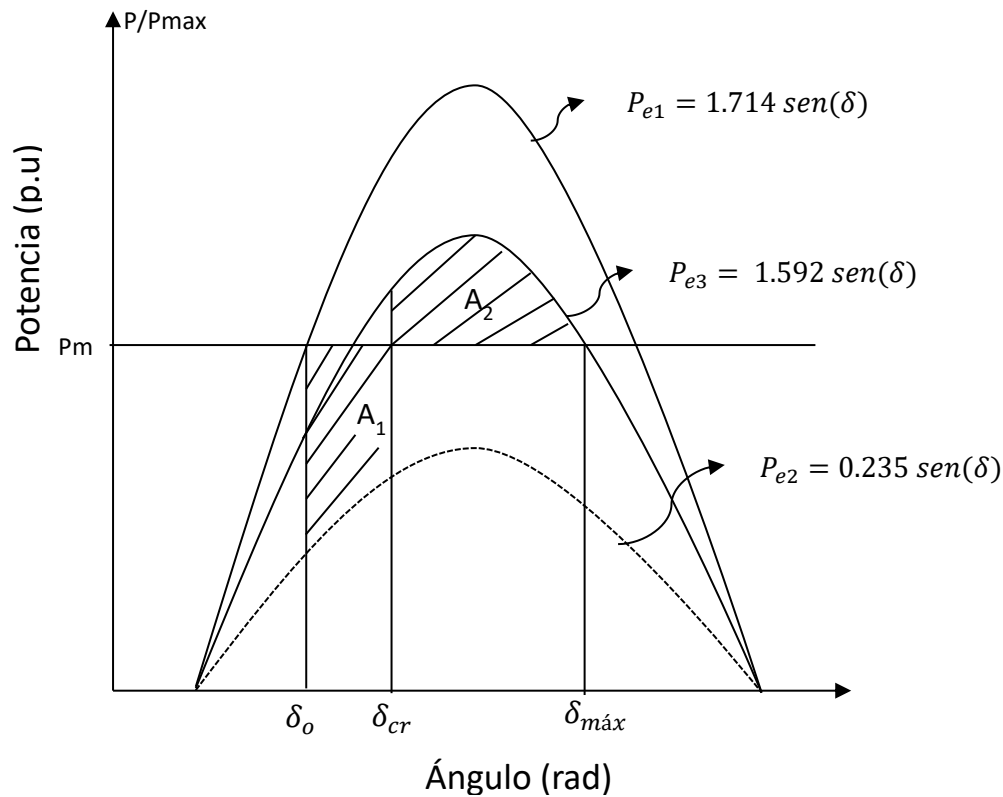


Figura 3.14 Curva de potencia vs ángulo en los tres casos cuando el sistema entra en una falla para el caso 2.
Fuente: Elaboración propia

Como A_1 y A_2 son iguales (explicado en la sección **2.3 Aplicación de los métodos de estabilidad transitoria**) entonces:

$$\int_{0.592}^{\delta_{cr}} (1 - 0.235 \operatorname{sen} \delta) d\delta = \int_{\delta_{cr}}^{2.25} (1.592 \operatorname{sen} \delta - 1) d\delta$$

$$(\delta_{cr} - 0.592) + 0.235 * (\cos \delta_{cr} - \cos 0.592) = 1.592 * (\cos \delta_{cr} - \cos 2.25) - (2.25 - \delta_{cr})$$

$$\delta_{cr} = 1.26 \text{ rad}$$

El ángulo crítico calculado es el punto inicial donde se registra el inicio del proceso de inestabilidad para el caso 2. Dicho valor fue comparado luego con la medición angular de dicho caso a través del algoritmo de detección en la **Sección 3.3 Estabilidad mediante el algoritmo de detección.**

3.2.3 Caso 3: Desconexión de la Línea 5034 de 500 kV (Poroma-Ocoña)

Calculada la potencia transitoria para los tres estados P_{e1} , P_{e2} y P_{e3} (estable, falla y post falla) del caso 3, se aplicó el método EAC para dicho caso. A continuación, se muestra una representación gráfica de la aplicación de dicho método:

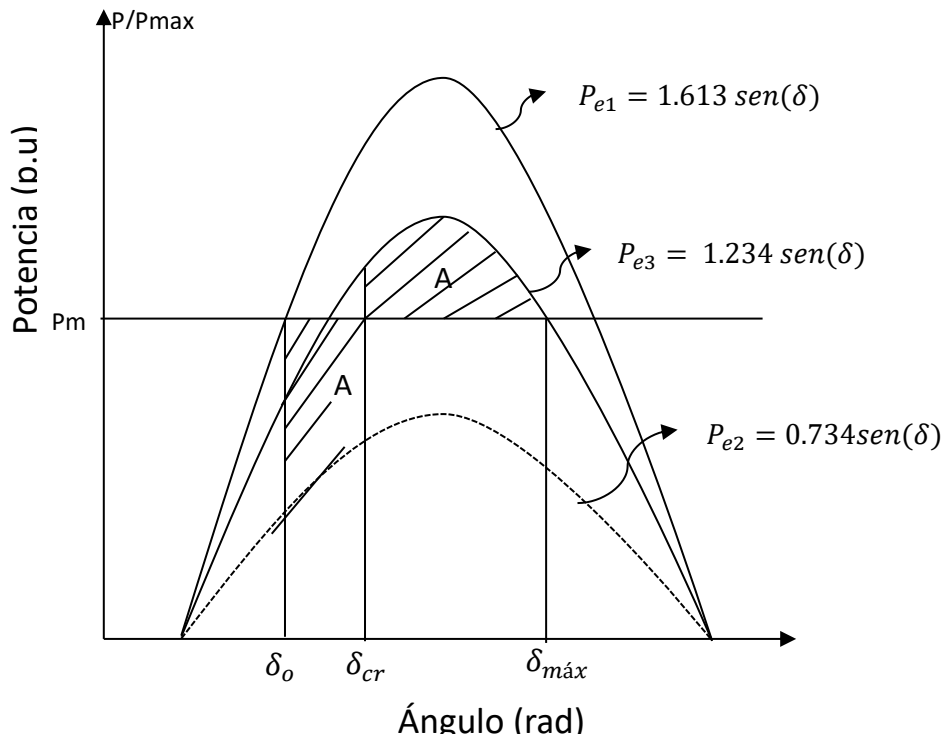


Figura 3.15 Curva de potencia vs ángulo en los tres casos cuando el sistema entra en una falla para el caso 3.
Fuente: Elaboración propia

Como A_1 y A_2 son iguales (explicado en la **Sección 2.3 Aplicación de los métodos de estabilidad transitoria**) entonces:

$$\int_{0.944}^{\delta_{cr}} (1 - 0.734 \operatorname{sen} \delta) d\delta = \int_{\delta_{cr}}^{2.61} (1.234 \operatorname{sen} \delta - 1) d\delta$$

$$(\delta_{cr} - 0.944) + 0.734 * (\cos \delta_{cr} - \cos 0.944) = 1.234 * (\cos \delta_{cr} - \cos 2.61) - (2.61 - \delta_{cr})$$

$$\delta_{cr} = 1.22 \text{ rad}$$

El ángulo crítico calculado es el punto donde se registra el inicio del proceso de inestabilidad para el caso 3. Dicho valor fue comparado con la medición de fasores de dicho caso a través del algoritmo de detección en la **Sección 3.3 Estabilidad mediante el algoritmo de detección**.

3.3 Estabilidad mediante el algoritmo de detección

3.3.1 Caso 1: Desconexión de la Línea 5032 de 500 kV (Chilca-Poroma)

Posterior a ello se puede ver si los ángulos de la fuente de generación han llegado a su punto crítico o no. Esto se representó mediante el algoritmo realizado en Matlab, ubicado en la sección de **ANEXOS**, con el que se optimizaron los cálculos para obtener los ángulos del sistema y observar su comportamiento a través del transcurso en el tiempo de análisis. Aplicando dicho algoritmo para este caso, se obtuvo la siguiente gráfica:

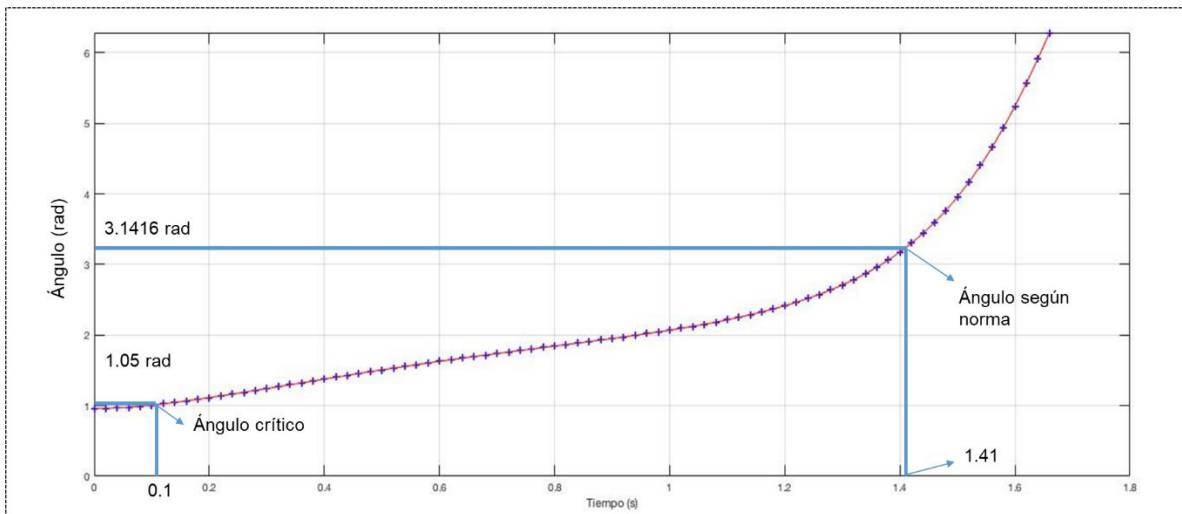


Figura 3.16 Gráfico Ángulo vs Tiempo del caso 1
Fuente: Elaboración Propia

Como se observa en la **Figura 3.16**, en todo el proceso la tendencia del ángulo con respecto al tiempo representó una función exponencial, dando a entender que, en todo el proceso de falla, la medición del ángulo con respecto al tiempo aumenta, excediendo el ángulo crítico del sistema.

Por este motivo se puede afirmar que el sistema en todo el proceso de desconexión por medio de la falla es inestable. Siendo específicos, a partir de los 0.1 s de la corrida (1.05 rad > 0.93 rad), el ángulo registrado ya excede el valor del ángulo crítico por lo que la empresa transmisora y generadora en conjunto deben ejecutar un plan de contingencia para controlar el evento de inestabilidad.

Este análisis se ve robustecido por lo presentado en el Estudio de Operatividad de la Línea de Transmisión 500 kV Chilca-Poroma sobre estabilidad transitoria. Dicho informe manifiesta que a partir de valores angulares mayores a 180° (3.1416 rad), el sistema entraría en inestabilidad [37]. Si se toma este valor como referencia, se puede ver que el ángulo del sistema ya ha superado lo propuesto en dicho estudio después de 1.41s, teniendo este punto como el inicio de un evento de inestabilidad.

Es por ello que, si se hubiese tomado el ángulo crítico calculado anteriormente como referencia, habría un ahorro de tiempo de 1.31 s. Este ahorro de tiempo es bastante

importante, ya que ayudaría a realizar el plan de contingencia en un tiempo más temprano y evitaría valores angulares altos en todo el proceso de desconexión.

Sin embargo, no quiere decir que el caso 1 no registre valores mayores a los planteados por el estudio de operatividad o por los calculados mediante el algoritmo de detección, por lo que considerando cualquiera de los dos valores como referencia, el sistema es inestable.

3.3.2 Caso 2: Desconexión de la Línea 5011 de 500 kV (Chilca Nueva-Fénix)

Aplicando el algoritmo de detección, ubicado en la sección de ANEXOS, para el caso 2, se obtuvo la siguiente gráfica:

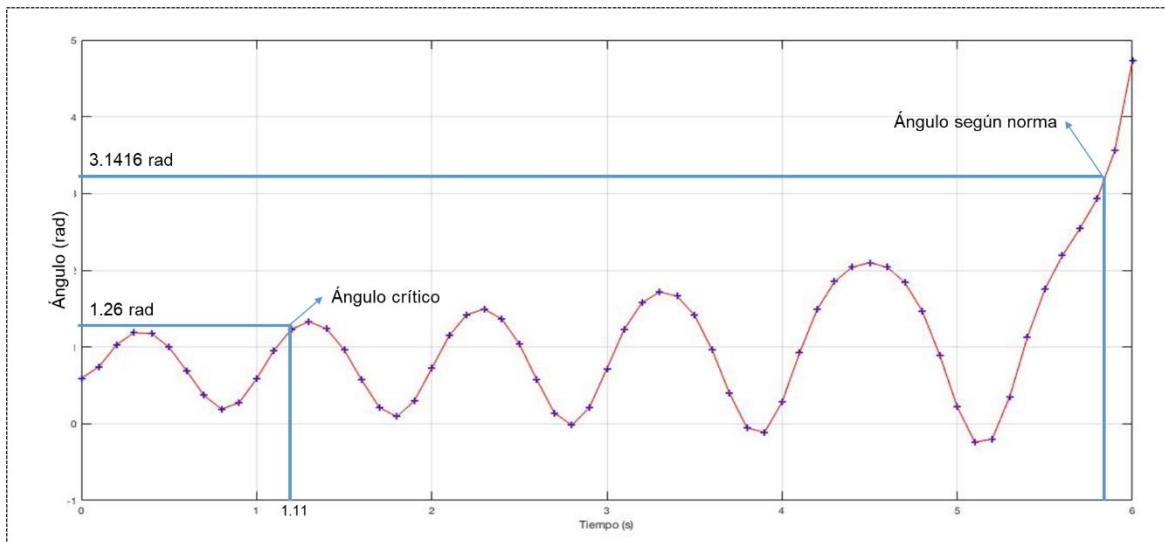


Figura 3.17 Gráfico Ángulo vs Tiempo del caso 2
Fuente: Elaboración Propia

Lo que se puede ver para este caso es que, en la primera parte del proceso, la tendencia del ángulo con respecto al tiempo representa una función sinusoidal, pudiendo afirmar que el sistema es estable en esta parte del proceso. Sin embargo, esto no quiere decir que el sistema en todo momento se encuentre en dicho estado, ya que a partir de 1.1 s, el ángulo del sistema excede el valor del ángulo crítico calculado para este caso. Esto trae como consecuencia que la amplitud de dicha función sinusoidal aumente y a partir de 5.5 s se observa una función exponencial.

Al realizar el análisis comparativo con lo propuesto por el Estudio de Operatividad del caso anterior [37], se vio que a partir de 5.85 s ($3.23 \text{ rad} > 3.1416 \text{ rad}$), el sistema recién entraría en inestabilidad, a diferencia de lo ocurrido con el ángulo crítico.

Es por ello por lo que, si se hubiera tomado el ángulo crítico calculado anteriormente como referencia, habría un ahorro de tiempo de 4.75 s. Este tiempo es bastante importante, ya que ayudaría a realizar el plan de contingencia en un tiempo más temprano y evitaría obtener valores altos de registros angulares en todo el proceso de desconexión.

Sin embargo, esto no quiere decir que el caso 2 no registre valores mayores a los planteados por el Estudio de Operatividad o por los calculados mediante el algoritmo de detección, por lo que considerando cualquiera de los dos valores como referencia, el sistema es inestable.

3.3.3 Caso 3: Desconexión de la Línea 5034 de 500 kV (Poroma-Ocoña)

Aplicando el algoritmo de detección, ubicado en la sección de ANEXOS, para el caso 3, se obtuvo la siguiente gráfica:

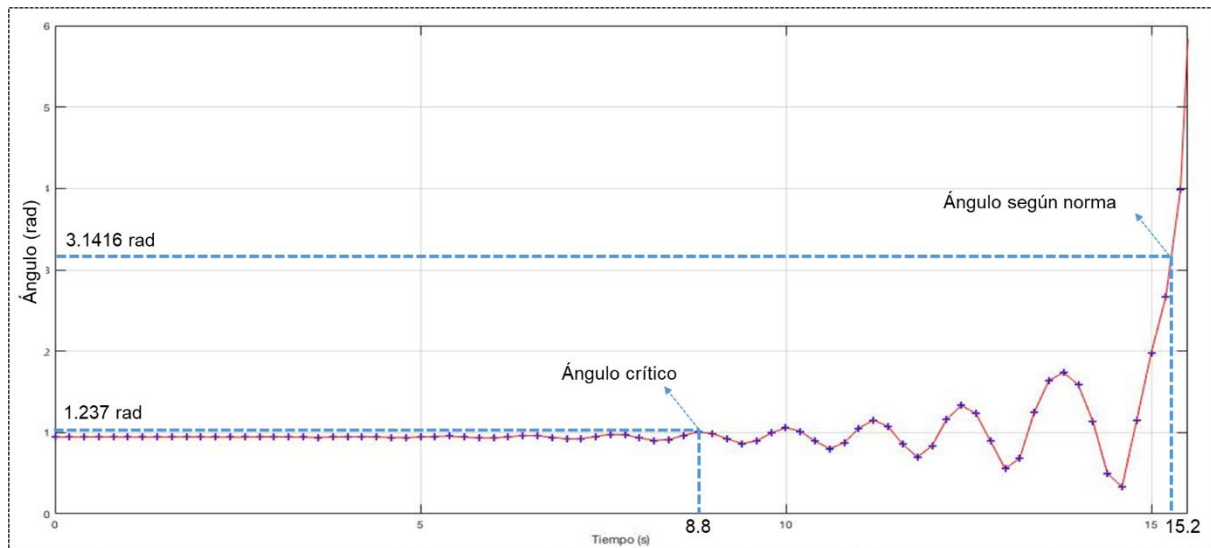


Figura 3.18 Gráfico Ángulo vs Tiempo del caso 3
Fuente: Elaboración Propia

Lo que se puede ver para este último caso es que, en la primera parte del proceso, la tendencia del ángulo con respecto al tiempo representa una función sinusoidal, pudiendo afirmar que el sistema es estable en esta parte del proceso. Sin embargo, esto no quiere decir que el sistema en todo momento se encuentre en dicho estado, ya que a partir de 8.8 s, el ángulo del sistema excede el valor del ángulo crítico calculado para este caso. Esto trae como consecuencia que la amplitud de dicha función sinusoidal aumente y a partir de 15.2 s presenta una función exponencial.

Al realizar el análisis comparativo con lo propuesto por el Estudio de Operatividad del caso anterior [37], se vio que a partir de 15.2 s ($3.98 \text{ rad} > 3.1416 \text{ rad}$), el sistema recién entraría en inestabilidad a diferencia de lo ocurrido con el ángulo crítico.

Por otro lado, si se hubiese tomado el ángulo crítico calculado, habría un ahorro de tiempo de 6.4 s. Este tiempo es bastante importante, ya que ayudaría a realizar el plan de contingencia en un tiempo más temprano y evitaría obtener valores altos de registros angulares en todo el proceso de desconexión.

Sin embargo, no quiere decir que el caso 3 no registra valores mayores a los planteados por el Estudio de Operatividad o por los calculados mediante el algoritmo de detección, por lo que considerando cualquiera de los dos valores como referencia el sistema es inestable.

CONCLUSIONES

La presente tesis analizó la problemática de inestabilidades transitorias, producto de fallas en líneas de transmisión que ocurren en el Sistema de Transmisión Centro-Sur del país. Asimismo, por medio de los métodos de estabilidad transitoria, se obtuvo los ángulos críticos de los casos analizados con la finalidad de alertar si el sistema ha sobrepasado los valores angulares registrados y así poder realizar un correcto control del problema. De dicho análisis se pudo concluir lo siguiente:

Gracias a los casos de fallas elegidos, se observó que debido al tiempo que tomó la reposición a la red (mayor a 190 ms) y la potencia interrumpida (mayor a 32 MW), se corroboró la presencia de inestabilidad transitoria, por lo que fue necesario un posterior análisis de inestabilidad, dado que este tipo de fallas son calificadas como fallas de severidad muy alta.

A su vez, por medio de la aplicación de los métodos de estabilidad transitoria, se calculó el ángulo crítico para los casos elegidos, con la finalidad de obtener el valor angular donde se registra el inicio de un proceso de inestabilidad transitoria.

Esto fue un paso importante, ya que mejoró lo propuesto por los estudios de operatividad presentados por las empresas transmisoras, que consideraban que el inicio de un evento de inestabilidad transitoria sucede cuando el ángulo del generador supera el valor de 3.1416 rad, ajustando el valor de inicio donde se empezaría a presenciar inestabilidad para cada uno de los casos analizados.

La aplicación del algoritmo de detección, realizado en el software MATLAB, fue un paso crucial para observar si el caso analizado puede presentar inestabilidad en su sistema, ya que gracias a este se concluyó que, en el proceso de falla para los casos analizados, los valores angulares arrojados por dicho algoritmo superan largamente el ángulo crítico calculado anteriormente e incluso el valor angular propuesto por la empresa transmisora.

Lo importante de obtener el valor del ángulo crítico, es que ayuda a reducir el tiempo que le tomaría a una línea de transmisión reinsertarse al SEIN, ya que se detectó el inicio de inestabilidad transitoria con un valor de ángulo crítico menor al propuesto por la empresa transmisora, ayudando a aplicar el plan de contingencia con un mayor tiempo de anticipación.

La reducción de tiempo se vio para cada uno de los casos debido a que en todos se presentó inestabilidad transitoria. Para el caso 1 se tuvo un ahorro de tiempo 1.41 s mientras que para el caso 2 y 3 se tuvo ahorro de tiempo más considerables como 4.75 y 6.4 s respectivamente.

Estos ahorros de tiempo fueron importantes debido a que se traduce en una detección temprana de las fallas y en una reposición rápida de la línea a la red, ya que en los tres casos coinciden que la línea se repone en un tiempo mayor a la hora. Otro parámetro relacionado con el ahorro de tiempo es la potencia interrumpida de la línea, ya que en el caso 2 y 3, fue mayor a 32 MW; por lo que los ahorros en tiempo permitirían disminuir estos valores. Por otro lado, para el caso 1 el ahorro de tiempo se traduciría en un reingreso oportuno después del mantenimiento realizado en dicha línea, el cual fue el causante de la falla, lo que también permitiría reducir la potencia interrumpida. Es por ello que se concluye que la aplicación de la metodología cumplió con la corrección de los valores angulares respecto a los brindados por el estudio de operatividad.

La metodología empleada en los casos de estudio permitió detectar de manera precisa la inestabilidad transitoria, producto de una falla registrada en el Sistema de Transmisión Centro Sur del Perú. Esto ayuda a brindar una nueva utilidad para la detección de inestabilidades a los dispositivos PMU, ya que estos solamente se encargan de registrar fasores en el transcurso del tiempo, complementando su funcionalidad con la detección de fallas por inestabilidad transitoria que pueden ocurrir en líneas de transmisión de alta tensión en el SEIN.

Esta nueva función en los dispositivos PMU no afecta el hardware de este, ya que no se realiza un cambio en su estructura, sino que se brinda una alternativa correctiva al momento de detectar el ángulo crítico de un sistema, para que posteriormente pueda

aplicarse el plan de contingencia adecuado, teniendo un ahorro de tiempo considerable al tomar el valor angular adecuado.

RECOMENDACIONES

Las recomendaciones que se podrían hacer a futuro, tomando en consideración el presente estudio son las siguientes:

1. Realizar un estudio económico sobre la repercusión que tendría la correcta detección del ángulo crítico en el sistema que se analice, ya que ese ahorro de tiempo traería beneficios económicos para la empresa transmisora debido a una pronta reinserción de su línea al SEIN. Asimismo, una rápida reinserción traería beneficios económicos a las empresas generadoras que se encuentran conectadas a dicha línea.
2. Aplicar la metodología de detección evaluada en la presente tesis a fallas encontradas en el Sistema de Transmisión Norte del país, ya que en dicho sistema existen líneas de transmisión del mismo nivel de importancia y tensión que las líneas del sistema de transmisión Sur, estudiadas en la presente tesis.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] H. J. Altuve Ferrer and E. O. Schweitzer, *Modern Solutions for Protection, Control and Monitoring of Electric Power Systems*. Pullman, WA, USA: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2010.
- [2] COES, “Límite de transmisión para el enlace Centro – Sur,” Peru, 2020.
- [3] M. Glavic and T. Van Cutsem, “Wide-area detection of voltage instability from synchronized phasor measurements. Part I: Principle,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1408–1416, 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2023271.
- [4] P. Mandoulidis and C. Vournas, “A PMU-based real-time estimation of voltage stability and margin,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 178, no. October 2019, p. 106008, 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2019.106008.
- [5] COES, “Informe COES/DP-01-2016 ‘Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2017-2026,’” pp. 1–313, 2016.
- [6] G. N. Taranto, “Using Synchrophasors to Detect Transient and Voltage Instability in Transmission Networks and in Active Distribution Networks,” *IFAC-PapersOnLine*, vol. 49, no. 27, pp. 79–84, 2016, doi: 10.1016/j.ifacol.2016.10.723.
- [7] A. Chandra and A. K. Pradhan, “Model-free angle stability assessment using wide area measurements,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 120, no. February, p. 105972, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.105972.
- [8] H. Yang, W. Zhang, F. Shi, J. Xie, and W. Ju, “PMU-based model-free method for transient instability prediction and emergency generator-shedding control,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 105, no. March 2018, pp. 381–393, 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.08.031.
- [9] K.-P. Brand and I. De Mesmaeker, “Power System Protection,” in *Handbook of*

Electrical Power System Dynamics, Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2013, pp. 737–785.

- [10] I. Std, P. Systems, R. Committee, I. Power, E. Society, and I. S. Board, *IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines*, vol. 2015. 1999.
- [11] N. Tleis, “Introduction to power system faults,” in *Power Systems Modelling and Fault Analysis*, 2nd ed., K. Bell, Ed. Chennai, India: Elsevier, 2019, pp. 1–39.
- [12] N. D. Tleis, *Power Systems Modelling and Fault Analysis*, 1st ed., vol. 53, no. 9. Cambridge: Elsevier, 2008.
- [13] D. A. Tziouvaras, H. J. Altuve, and F. Calero, “Protecting mutually coupled transmission lines: Challenges and solutions,” *2014 67th Annu. Conf. Prot. Relay Eng. CPRE 2014*, pp. 30–49, 2014, doi: 10.1109/CPRE.2014.6798993.
- [14] W. Stevenson and J. Grainger, *Análisis de Sistemas de Potencia*, 2nd ed. McGraw Hill, 1990.
- [15] M. Eremia and M. Shahidehpour, *Handbook of Electrical Power System Dynamics*. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2013.
- [16] S. Wang, J. Yu, and W. Zhang, “Transient stability assessment using individual machine equal area criterion PART I: Unity principle,” *IEEE Access*, vol. 6, no. c, pp. 77065–77076, 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2854227.
- [17] S. Wang, J. Yu, and W. Zhang, “Transient Stability Assessment Using Individual Machine Equal Area Criterion Part II: Stability Margin,” *IEEE Access*, vol. 6, no. MDM, pp. 38693–38705, 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2853637.
- [18] S. Ma, C. Chen, C. Liu, and Z. Shen, “A measurement-simulation hybrid method for transient stability assessment and control based on the deviation energy,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 115, no. February 2019, p. 105422, Feb. 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105422.

- [19] F. Shi, H. Zhang, and G. Xue, "Instability prediction of the inter-connected power grids based on rotor angle measurement," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 88, pp. 21–32, 2017, doi: 10.1016/j.ijepes.2016.11.011.
- [20] P. Nanda, C. K. Panigrahi, and A. Dasgupta, "Phasor Estimation and Modelling Techniques of PMU- A Review," *Energy Procedia*, vol. 109, no. November 2016, pp. 64–77, 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.052.
- [21] M. Kezunovic and S. Luo, "Accurate fault location in transmission networks using modeling, simulation and limited field recorded data," *Res. Center, Tech.*, 2002, [Online]. Available: http://eppe.tamu.edu/pserc/nov2002_reports/final_reprot_Oct30_2002.doc.
- [22] W. U. Rahman *et al.*, "Advancement in Wide Area Monitoring Protection and Control Using PMU's Model in MATLAB/SIMULINK," *Smart Grid Renew. Energy*, vol. 03, no. 04, pp. 294–307, 2012, doi: 10.4236/sgre.2012.34040.
- [23] A. Monti, C. Muscas, and F. Ponci, *Phasor Measurement Units and Wide Area Monitoring Systems: From the Sensors to the System*. 2016.
- [24] P. Castello, P. Ferrari, P. A. Pegoraro, and S. Rinaldi, "Hardware for PMU and PMU Integration," in *Phasor Measurement Units and Wide Area Monitoring Systems*, Elsevier, 2016, pp. 63–86.
- [25] A. Monti, A. Roscoe, and A. Sadu, "International Standards for PMU and Tests for Compliance," in *Phasor Measurement Units and Wide Area Monitoring Systems*, Elsevier, 2016, pp. 87–121.
- [26] K. E. Martin *et al.*, "IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 13, no. 1, pp. 73–77, 1998, doi: 10.1109/61.660853.
- [27] IEEE Power Engineering Society, *IEEE Std C37.118-2005*, vol. 2005, no. March. 2005.
- [28] IEEE Power & Energy Society, *IEEE Std C37.118.1 for Synchrophasor*

Measurements for Power Systems IEEE Power & Energy Society, vol. 2011, no. December. 2012.

- [29] IEEE Power & Energy Society, *IEEE Std C37.118.2 for Synchrophasors for Power Systems, IEEE Standard C37.118-2005 (Revision of IEEE Std 1344-1995)*, vol. 2011, no. December. 2011.
- [30] IEEE and IEC, *IEC/IEEE 60255-118-1 Measuring relays and protection equipment*. 2018.
- [31] IEC, *IEC 61850-90-5 for Communication networks and systems for power utility automation*. 2012.
- [32] I. REP, “Informe Final de Perturbaciones (Desconexión de la L-5032 de 500 kV Chilca-Poroma),” Peru, 2020.
- [33] COES, “Informe CTAF_EV-004-2019 (Desconexión de la celda de la línea L-5011 de 500 kV en la S.E. Fénix,” Peru, 2019.
- [34] A. T. Sur, “Informe Final de Perturbación IFP-OPRT-L-5034-012-2017-ABYOmega Perú,” Peru, 2017.
- [35] Osinergmin, “Línea de Transmisión 500 kV S.E Chilca-S.E Poroma,” Peru, 2020.
- [36] Osinergmin, “Línea de Transmisión 500 kV S.E. Fénix – S.E. Chilca,” Peru, 2020.
- [37] B. Rojas, “Análisis de Estabilidad Transitoria y Permanente del Proyecto de Línea de Transmisión 500 kV Chilca Nueva – Poroma – Ocoña – Montalvo y subestaciones asociadas,” Peru, 2013.

ANEXOS

ANEXO 1: CÓDIGO DEL CASO 1

```
Xt=0.9616; %Angulo inicial%
Wt=376.991; %Velocidad angular inicial%
Ws=376.991; %Velocidad angular de eje s?ncrono%
H=6.355;%Constante de Inercia%
dt=0.2;%Variacion de tiempo%
t=0;
x=0;
i=1;
j=1;
for t=0:0.2:6
if t>0
DXt=Wt-Ws;
if t<=0.1
DWt=(Ws/(2*H))*(1-0.838*sin(Xt));
else
DWt=(Ws/(2*H))*(1-1.035*sin(Xt));
end
Xtt=Xt+DXt*dt;
Wtt=Wt+DWt*dt;
DXtt=Wtt-Ws;
if t<=0.1
DWtt=(Ws/(2*H))*(1-0.838*sin(Xtt));
else
DWtt=(Ws/(2*H))*(1-1.035*sin(Xtt));
end
Xttt=Xt+1/2*(DXt+DXtt)*dt;
Wttt=Wt+1/2*(DWt+DWtt)*dt;
Xt=Xttt;
Wt=Wttt;
end
for j=1:3
if j==1
x(i,j)=t;
elseif j==2
x(i,j)=Xt;
else
x(i,j)=Wt;
end
end
i=i+1;
j=1;
end
plot(x(:,1),x(:,2),'b+','LineWidth',1.5);
hold on
plot(x(:,1),x(:,2),'r','LineWidth',1);
xlabel('Tiempo')
ylabel('Angulo')
grid
```

ANEXO 2: CÓDIGO DEL CASO 2

```
Xt=0.592; %Angulo inicial%
Wt=376.991; %Velocidad angular inicial%
Ws=376.991; %Velocidad angular de eje s?ncrono%
H=5.490;%Constante de Inercia%
dt=0.2;%Variacion de tiempo%
t=0;
x=0;
i=1;
j=1;
for t=0:0.2:6
    if t>0
        DXt=Wt-Ws;
    if t<=0.1
        DWt=(Ws/(2*H))*(1-0.235*sin(Xt));
    else
        DWt=(Ws/(2*H))*(1-1.592*sin(Xt));
    end
    Xtt=Xt+DXt*dt;
    Wtt=Wt+DWt*dt;
    DXtt=Wtt-Ws;
    if t<=0.1
        DWtt=(Ws/(2*H))*(1-0.235*sin(Xtt));
    else
        DWtt=(Ws/(2*H))*(1-1.592*sin(Xtt));
    end
    Xttt=Xt+1/2*(DXt+DXtt)*dt;
    Wttt=Wt+1/2*(DWt+DWtt)*dt;
    Xt=Xttt;
    Wt=Wttt;
    end
    for j=1:3
        if j==1
            x(i,j)=t;
        elseif j==2
            x(i,j)=Xt;
        else
            x(i,j)=Wt;
        end
    end
    i=i+1;
    j=1;
end
plot(x(:,1),x(:,2),'b+','LineWidth',1.5);
hold on
plot(x(:,1),x(:,2),'r','LineWidth',1);
xlabel('Tiempo')
ylabel('Angulo')
grid
```

ANEXO 3: CÓDIGO DEL CASO 3

```
Xt=0.944; %Angulo inicial%
Wt=376.991; %Velocidad angular inicial%
Ws=376.991; %Velocidad angular de eje s?ncrono%
H=5.83;%Constante de Inercia%
dt=0.2;%Variacion de tiempo%
t=0;
x=0;
i=1;
j=1;
for t=0:0.2:16
if t>0
DXt=Wt-Ws;
if t<=0.1
DWt=(Ws/(2*H))*(1-0.734*sin(Xt));
else
DWt=(Ws/(2*H))*(1-1.234*sin(Xt));
end
Xtt=Xt+DXt*dt;
Wtt=Wt+DWt*dt;
DXtt=Wtt-Ws;
if t<=0.1
DWtt=(Ws/(2*H))*(1-0.734*sin(Xtt));
else
DWtt=(Ws/(2*H))*(1-1.234*sin(Xtt));
end
Xttt=Xt+1/2*(DXt+DXtt)*dt;
Wttt=Wt+1/2*(DWt+DWtt)*dt;
Xt=Xttt;
Wt=Wttt;
end
for j=1:3
if j==1
x(i,j)=t;
elseif j==2
x(i,j)=Xt;
else
x(i,j)=Wt;
end
end
i=i+1;
j=1;
end
plot(x(:,1),x(:,2),'b+','LineWidth',1.5);
hold on
plot(x(:,1),x(:,2),'r','LineWidth',1);
xlabel('Tiempo')
ylabel('Angulo')
grid
```