



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA – SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

ANÁLISIS DINÁMICO DE LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN REDES
ELÉCTRICAS CON GENERACIÓN EÓLICA, USANDO EQUIVALENTES
DINÁMICOS.

TESIS

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
ING. ABRAHAM MESTIZO LÓPEZ

TUTOR PRINCIPAL
DR. CÉSAR ÁNGELES CAMACHO
INSTITUTO DE INGENIERÍA, UNAM

CIUDAD UNIVERSITARIA, CD. MX. OCTUBRE 2016



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Fuerte Esquivel Claudio Rubén

Secretario: Dr. Maya Ortiz Paul Rolando

Vocal: Dr. Ángeles Camacho César

1^{er.} Suplente: Dr. García Viveros Héctor

2^{d o.} Suplente: Dr. Castro González Luis Miguel

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: Instituto de Ingeniería, UNAM

TUTOR DE TESIS:

Dr. César Ángeles Camacho

FIRMA

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a la Universidad Nacional Autónoma de México, por permitirme ser parte de su comunidad estudiantil. A la facultad de ingeniería y al instituto de ingeniería por la formación académica brindada.

Al Dr. César Ángeles Camacho y a todos mis sinodales, por el apoyo y atención que me brindaron.

A mis padres, por el apoyo que me han dado a lo largo de mi vida. Simplemente, les debo todo.

A mis amigos, por su apoyo y ayuda en todas las etapas de mi vida.

Al CONACYT y a la U.N.A.M. por el apoyo económico brindado durante mis estudios de posgrado.

RESUMEN

La estabilidad de un sistema de potencia se define como la habilidad de un sistema eléctrico de potencia para operar en un estado de equilibrio en condiciones normales de operación y regresar al mismo después de ser sujeto a un disturbio. La operación estable del sistema eléctrico es un problema cada vez más preocupante debido al gran aumento de carga y la dificultad que existe para la construcción de nuevas plantas generadoras y la expansión de la red de transmisión. Además, la creciente capacidad instalada de generación eólica y su naturaleza variante, han hecho necesario analizar la estabilidad de la red.

Los parques eólicos conectados a la red consisten de varias decenas de aerogeneradores, esto trae como consecuencia el aumento del tiempo de simulación. Lo anterior ha creado la necesidad de utilizar modelos equivalentes con el objetivo de reducir dicho tiempo, obteniendo resultados similares al modelo completo. El objetivo principal de este trabajo consiste en utilizar modelos equivalentes de parques eólicos, estos se usarán para realizar estudios y compararlos contra el modelo completo del parque. En este trabajo se utilizaron dos parques eólicos, llamados San Hilario y Mar Azul, los cuales se componen únicamente de aerogeneradores tipo 3 (generador de inducción doblemente alimentado). Los modelos equivalentes del parque son obtenidos y anexados a las redes de prueba.

En el presente trabajo se analiza la estabilidad de voltaje, la cual es definida como la habilidad de un sistema eléctrico de potencia para mantener voltajes nodales dentro de valores aceptables después de ser sujeto a un disturbio. El análisis se realizará desde un enfoque dinámico para poder evaluar cómo se comporta el sistema de potencia después de un gran disturbio y a corto plazo. El punto de mayor interés será el nodo donde se interconecta el parque eólico a la red, para observar cual es el comportamiento del voltaje en dicho nodo después de un gran disturbio en el sistema. Se verificará que el modelo completo y el modelo equivalente del parque eólico cumplan con lo establecido en el código de red mexicano y así garantizar la operación segura y continua del sistema.

Para validar los resultados, los modelos han sido incluidos en redes de prueba y se han realizado simulaciones dinámicas. Las redes de prueba utilizadas en este trabajo son la red de prueba de cinco nodos y el sistema eléctrico de Baja California Sur. La principal razón para utilizar la red de cinco nodos es para la validación de modelos. La red eléctrica de Baja California Sur se utilizará principalmente por ser un sistema cuya ubicación geográfica provee velocidades de viento adecuadas para la explotación del recurso eólico como fuente para la generación eléctrica.

ABSTRACT

Power system stability is the ability of an electric power system to regain a state of operating equilibrium after being subjected to a disturbance. The stable operation of the power system is a serious problem due to load increase and the difficulties to expand the transmission network, furthermore the recent increase of wind power and their variable nature, it is necessary to know the stability limits of the grid, therefore, detailed studies is required to know the performance of the system.

The wind farms connected to the network consisting of several wind turbines, increasing the simulation time. Creating the need to use equivalent models in order to reduce this time, with similar results to the full model. The main objective of this work is to use equivalent models of wind farms, these models were used to study and compare against the wind farm complete model. The wind farms used in this work, called San Hilario and Mar Azul, consist of DFIG wind turbines.

In this work, voltage stability is analyzed and is defined as the ability of an electric power system to maintain steady acceptable voltages at all buses in the system under normal operating conditions and after being subjected to a disturbance. The analysis will be realized with a dynamic approach to evaluate the system performance after being subjected to a large disturbance in a short term time scale. The interconnection point of wind farm will be a point of major interest. Complete model and equivalent model of the wind farm must fulfill the Mexican Grid Code.

To validate the results, models were included in test systems to perform conventional dynamic simulations. Test systems used in this work are the five bus test system and the Baja California Sur electrical system. The five bus test system is its used for model validation. The main reason for using Baja California Sur grid is for being a system whose geographical location provides adequate wind speeds (about 6 m / s) for use the wind resource for electricity generation.

ÍNDICE GENERAL

Contenido

RESUMEN	i
ABSTRACT	iii
ÍNDICE GENERAL.....	iv
ÍNDICE DE TABLAS	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	viii
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 RESUMEN	1
1.2 ANTECEDENTES	1
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	3
1.4 OBJETIVOS	3
1.5 METODOLOGÍA.....	3
1.6 METAS	6
1.7 INFRAESTRUCTURA	6
1.8 ESTRUCTURA DE LA TESIS.....	6
2. GENERACIÓN EÓLICA	8
2.1 INTRODUCCIÓN	8
2.2 GENERACIÓN EÓLICA	8
2.2.1 Descripción del fenómeno físico	8
2.2.2 Aerogeneradores.....	9
2.3 GENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO	13
2.3.1 Principio de operación	14
2.3.2 Modelos genéricos de aerogeneradores (Estándar IEC 61400-27) [12]	16
2.4 INTEGRACIÓN DE LA GENERACIÓN EÓLICA A LAS REDES ELÉCTRICAS	20
2.4.1 Configuraciones de los parques eólicos	20
2.4.2 Requisitos de conexión y código de red.....	21
3. EQUIVALENTE DINÁMICO DEL PARQUE EÓLICO	25
3.1 INTRODUCCIÓN	25
3.2 REPRESENTACIÓN EQUIVALENTE DE UN PARQUE EÓLICO	25

3.2.1 Aerogenerador	25
3.2.2 Red interna	30
3.2.3 Transformador	33
3.2.4 Límites de soporte de potencia reactiva	34
3.3 PARQUES EÓLICOS PROPUESTOS PARA LOS CASOS DE ESTUDIO	34
3.3.1 Descripción de los parques eólicos propuestos	34
3.3.2 Obtención del modelo equivalente del primer parque eólico propuesto	36
3.3.3 Obtención del modelo equivalente del segundo parque eólico propuesto	38
3.4 INTEGRACIÓN DE LA GENERACIÓN EÓLICA EN LOS ANÁLISIS DINÁMICOS	40
4. CASOS DE ESTUDIO	41
4.1 INTRODUCCIÓN	41
4.1 RED DE PRUEBA IEEE 5 NODOS	41
4.2 CASO BASE: RED DE PRUEBA SIN GENERACIÓN EÓLICA	43
4.2.1 Caso base: Falla de 0.1 segundos	43
4.2.2 Caso base: Falla de 0.2 segundos	46
4.3 CASO 1: RED DE PRUEBA CON PRESENCIA DE GENERACIÓN EÓLICA	49
4.3.1 Caso 1: Falla franca de 0.1 segundos de duración	52
4.3.2 Caso 1: Falla franca de 0.2 segundos	59
4.4 RED ELÉCTRICA DE BAJA CALIFORNIA SUR	66
4.5 CASO BASE: ANÁLISIS SIN GENERACIÓN EÓLICA	69
4.5.1 Caso Base: Falla en el punto de interconexión del parque San Hilario	69
4.5.2 Caso Base: Falla en el punto de interconexión del parque Mar Azul	70
4.5.3 Caso Base: Salida de la línea de transmisión 39	71
4.5.4 Caso Base: Salida del generador TG1	72
4.6 CASO 1: GENERACIÓN EÓLICA CONECTADA Y OPERANDO A MÁXIMA POTENCIA	73
4.6.1 Caso 1: Falla en el punto de interconexión del parque San Hilario	73
4.6.2 Caso 1: Falla en el punto de interconexión del parque Mar Azul	75
4.6.3 Caso 1: Salida de la línea de transmisión L39	77
4.6.4 Caso 1: Salida del generador TG1	78
4.7 CASO 2: GENERACIÓN EÓLICA OPERANDO EN VALORES PROMEDIO	80
4.7.1 Caso 2: Falla en el punto de interconexión del parque San Hilario	80
4.7.2 Caso 2: Falla en el punto de interconexión del parque Mar Azul	82

4.7.3 Caso 2: Salida de la línea de transmisión L39.....	84
4.7.4 Caso 2: Salida del generador TG1.....	85
4.8 CASO INESTABLE DE LA RED ELÉCTRICA DE BAJA CALIFORNIA SUR.....	87
5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS	91
5.1 CONCLUSIONES	91
5.2 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS	92
APÉNDICE A: DATOS DE LA RED DE BAJA CALIFORNIA SUR	93
APÉNDICE B: ESTABILIDAD DE VOLTAJE: ANÁLISIS DINÁMICO	97
B.1 INTRODUCCIÓN	97
B.2 ESTABILIDAD DE VOLTAJE	97
B.3 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE.....	98
B.3.1 Requisitos de modelado.....	99
B.3.2 Análisis dinámico.....	99
B.3.3 Métodos de integración numérica.....	100
B.3.4 Solución del sistema algebraico-diferencial.....	100
BIBLIOGRAFÍA.....	102

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1	Conceptos de control de los aerogeneradores	12
Tabla 2.2	Duración de cada falla de acuerdo al código de red	23
Tabla 3.1	Velocidades de viento en cada fila del parque propuesto	37
Tabla 3.2	Valores de potencia de un modelo equivalente de cinco aerogeneradores	37
Tabla 3.3	Parámetros del generador eléctrico	37
Tabla 3.4	Parámetros del cable de media tensión de la red interna del parque eólico	38
Tabla 3.5	Velocidades de viento en cada fila del parque eólico propuesto	38
Tabla 4.1	Magnitudes y ángulos de los voltajes nodales de la red de cinco nodos	41
Tabla 4.2	Comparación de la magnitud de voltaje entre ambos casos de estudio	52
Tabla 4.3	Tiempos de simulación	59
Tabla 4.4	Tiempos de simulación	66
Tabla 4.5	Características de las unidades generadores del sistema eléctrico de baja california sur	67
Tabla 4.6	Elementos que componen el sistema eléctrico de Baja California Sur	67
Tabla 4.7	Niveles de tensión presentes en la red de Baja California Sur	67
Tabla 4.8	Tiempos de simulación de la contingencia usando ambas representaciones	74
Tabla 4.9	Tiempos de simulación de la contingencia usando ambas representaciones	75
Tabla 4.10	Tiempos de simulación de la contingencia usando ambas representaciones	77
Tabla 4.11	Tiempos de simulación de la contingencia usando ambas representaciones	78
Tabla 4.12	Tiempos de simulación de la contingencia usando ambas representaciones	82
Tabla 4.13	Tiempos de simulación de la contingencia usando ambas representaciones	82
Tabla 4.14	Tiempos de simulación de la contingencia usando ambas representaciones	85
Tabla 4.15	Tiempos de simulación de la contingencia usando ambas representaciones	86
Tabla A.1	Datos de generación	93
Tabla A.2	Datos de carga	93
Tabla A.3	Datos de líneas de transmisión	94
Tabla A.4	Datos de compensadores	95
Tabla A.5	Datos de transformadores de tres devanados	95
Tabla A.6	Datos de transformadores de dos devanados	95

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1	Diagrama de flujo correspondiente a la metodología utilizada en este trabajo (parte 1)	4
Figura 1.2	Diagrama de flujo correspondiente a la metodología utilizada en este trabajo (parte 2)	5
Figura 2.1	Generador de inducción doblemente alimentado	13
Figura 2.2	Operación del DFIG	14
Figura 2.3	Estructura general del modelo del modelo genérico del aerogenerador tipo III	16
Figura 2.4	Modelo mecánico de dos masas	17
Figura 2.5	Configuración típica de los parque eólicos	20
Figura 2.6	Estructura de control completamente descentralizada con una red de CA	21
Figura 2.7	Hueco de tensión establecido en el código de red	23
Figura 3.1	Circuito equivalente de un generador de inducción	27
Figura 3.2	(a) Distribución escalonada 3X5 del parque eólico San Hilario (b) Distribución escalonada 5X4 del parque eólico Mar Azul	29
Figura 3.3	Configuración paralelo (a) y su equivalente (b)	31
Figura 3.4	Equivalente de la configuración en paralelo	31
Figura 3.5	Primer parque eólico propuesto	35
Figura 3.6	Segundo parque eólico propuesto	35
Figura 3.7	Modelo equivalente del primer parque eólico propuesto (San Hilario)	39
Figura 3.8	Modelo equivalente del segundo parque eólico propuesto (Mar Azul)	39
Figura 4.1	Red IEEE de 5 nodos	42
Figura 4.2	Resultados de flujos de potencia en la red de cinco nodos	42
Figura 4.3	Respuesta en el tiempo de los voltajes nodales, sistema sometido a una falla trifásica de 0.1 segundos.	43
Figura 4.4	Velocidad angular de ambos generadores, falla liberada a 0.1 segundos	44
Figura 4.5	Ángulos de los rotores de ambos generadores, falla liberada a 0.1 segundos	45
Figura 4.6	Flujo de potencia activa circulando por las líneas de transmisión, falla liberada a 0.1 segundos	45
Figura 4.7	Flujo de potencia reactiva circulando por las líneas de transmisión, falla liberada a 0.1 segundos	46
Figura 4.8	Respuesta en el tiempo de los voltajes nodales, sistema sometido a una falla trifásica de 0.2 segundos.	47
Figura 4.9	Velocidad angular de ambos generadores, falla liberada a 0.2 segundos	47
Figura 4.10	Ángulos de los rotores de ambos generadores, falla liberada a 0.2 segundos	48

Figura 4.11	Flujo de potencia activa circulando por las líneas de transmisión, falla liberada a 0.2 segundos	48
Figura 4.12	Flujo de potencia reactiva circulando por las líneas de transmisión, falla liberada a 0.2 segundos	49
Figura 4.13	Topología propuesta de la red de 5 nodos anexando generación eólica	50
Figura 4.14	Distribución de los aerogeneradores del parque	50
Figura 4.15	Resultados de flujos de potencia incorporando un parque eólico de 30 MW	51
Figura 4.16	Resultados de flujos de potencia dentro del parque eólico	51
Figura 4.17	Respuesta de la magnitud de voltaje en todos los nodos, cuando el sistema es sometido a una falla franca de 0.1 segundos	54
Figura 4.18	Ángulos del rotor de ambos generadores, falla franca de 0.1 segundos	55
Figura 4.19	Velocidad angular de ambas máquinas, falla franca de 0.1 segundos	56
Figura 4.20	Flujo de potencia activa en las líneas de transmisión, falla franca de 0.1 segundos	58
Figura 4.21	Flujo de potencia reactiva en las líneas de transmisión, falla franca de 0.1 segundos	59
Figura 4.22	Respuesta de la magnitud de voltaje en todos los nodos, cuando el sistema es sometido a una falla franca de 0.2 segundos	60
Figura 4.23	Ángulos del rotor de ambos generadores, falla franca de 0.2 segundos	62
Figura 4.24	Velocidad angular de ambas máquinas, falla franca de 0.2 segundos	63
Figura 4.25	Flujo de potencia activa en las líneas de transmisión, falla franca de 0.2 segundos	64
Figura 4.26	Flujo de potencia reactiva en las líneas de transmisión, falla franca de 0.2 segundos	65
Figura 4.27	Diagrama unifilar del sistema eléctrico de Baja California Sur	66
Figura 4.28	Falla en el PIC del parque San Hilario	69
Figura 4.29	Falla en el PIC del parque Mar Azul	70
Figura 4.30	Comportamiento en el voltaje de los PIC después de la salida de una línea de transmisión	71
Figura 4.31	Respuesta del sistema a la salida del generador TG1	72
Figura 4.32	Magnitud de voltaje nodal de los puntos de interconexión	74
Figura 4.33	Magnitud de voltaje nodal de los puntos de interconexión	76
Figura 4.34	Magnitud de voltaje nodal de los puntos de interconexión	78
Figura 4.35	Magnitud de voltaje nodal de los puntos de interconexión	79
Figura 4.36	Magnitud de voltaje nodal de los puntos de interconexión	81
Figura 4.37	Magnitud de voltaje nodal de los puntos de interconexión	83
Figura 4.38	Magnitud de voltaje nodal de los puntos de interconexión	84
Figura 4.39	Magnitud de voltaje nodal de los puntos de interconexión	86
Figura 4.40	Magnitud de voltaje nodal de los puntos de interconexión	88
Figura 4.41	Magnitud de voltaje nodal de los puntos de interconexión	89
Figura 4.42	Magnitud de voltaje nodal de los puntos de interconexión	90
Figura B.1	Clasificación de estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia	97

1. INTRODUCCIÓN

1.1 RESUMEN

En la actualidad las energías renovables están teniendo mayor penetración en los sistemas eléctricos, siendo la energía eólica la que mayor impacto ha tenido dentro de los mismos, alcanzando una capacidad instalada de aproximadamente 336 GW en el mundo [1]; además, cada vez es más frecuente que algunos países reporten que han logrado, durante ciertos periodos de tiempo, que toda su potencia demandada sea suministrada por generación eólica. Debido al crecimiento de la potencia instalada de generación eólica y a la naturaleza variable de la misma, es necesario que la fase de planeación de cualquier parque eólico a instalarse sea evaluada cuidadosamente con el fin de asegurar una operación estable, confiable y económica.

En el presente trabajo se realizó un análisis de estabilidad de voltaje desde un enfoque dinámico y a corto plazo [2], evaluando la respuesta del sistema cuando se incorpora generación eólica y el sistema se somete a contingencias severas, las cuales pueden o no variar la topología de la red. Para complementar lo anterior, se realizaron dos variantes de las condiciones de viento a las cuales podría ser sometido el parque con el fin de profundizar el análisis: (1) el parque operando a su potencia máxima y (2) el parque operando a las condiciones de viento más frecuentes en el lugar de emplazamiento. El primer caso nos permite ver cómo responde el sistema cuando las contingencias ocurren en el mismo instante en el cual el parque eólico aporta su máxima potencia. Por otro lado, el segundo caso nos muestra cuando el parque opera a la velocidad promedio del viento en la zona (condición que estará presente la mayor parte del tiempo, según las mediciones de viento) y considerando las pérdidas por el efecto estela. Estas pérdidas reducen la velocidad del viento en cada fila de aerogeneradores y, por lo tanto, la potencia entregada por los mismos.

Al simular un parque eólico con varias decenas de aerogeneradores, la duración de dicha simulación se incrementa de forma significativa, como se mencionó previamente. Para ello, en este trabajo se siguió la metodología propuesta en [3] y [4] para obtener un modelo equivalente del parque eólico. Esto permite obtener resultados iguales o similares a los obtenidos a partir de la representación completa del parque.

Una vez obtenidos los modelos equivalentes, estos son incluidos en la red de estudio para ser considerados en el análisis. La respuesta de la magnitud de voltaje debe ser evaluada para determinar si el sistema es estable y si el parque eólico puede permanecer conectado a la red. Lo anterior se determina siguiendo lo establecido en el código de red mexicano, el cual establece los requisitos mínimos de interconexión del parque eólico con el sistema eléctrico nacional [5].

1.2 ANTECEDENTES

La estabilidad de voltaje ha sido un concepto de gran importancia para la operación de los sistemas eléctricos de potencia, debido a la necesidad de mantener voltajes dentro de límites previamente establecidos para asegurar la operación correcta del sistema eléctrico. Actualmente éste fenómeno se puede clasificar dependiendo del tipo de disturbio al que este sujeto y la escala de tiempo que se vaya a considerar. Existen varios métodos de estudios de la estabilidad de voltaje y se basan en técnicas de detección (obtención del estado del sistema) y predicción (obtención de márgenes de estabilidad y límites de voltaje) [6].

Los métodos de estudio de estabilidad de voltaje se pueden clasificar en dos grupos, los métodos analíticos y los métodos de monitoreo [6].

➤ **Métodos Analíticos:** Los métodos analíticos se clasifican en métodos basados en flujos de potencia y métodos basados en flujos progresivos (pueden ser conocidos también como métodos estáticos). Existe un tercer tipo, las técnicas de análisis dinámicos o métodos dinámicos. A continuación se describen los métodos antes mencionados.

▪ **Métodos basados en flujos de potencia:** Son aquellos en los que el sistema se encuentra alrededor de un punto de operación estable y al encontrarse sujeto a un pequeño disturbio (incrementos graduales de carga) es posible linealizar las ecuaciones del sistema alrededor de dicho punto de equilibrio. Se clasifican en:

- Análisis de sensibilidad
- Reducción de matriz Jacobiana
- Equivalente de red
- Técnicas basadas en fasores y vectores de voltaje
- Técnicas basadas en energía

Los métodos estáticos son basados principalmente en el método de flujos de potencia, el cual nos brinda una “foto” de la forma en la que el sistema eléctrico está operando en estado estacionario en un instante de tiempo. Su principal uso es para estudios de estabilidad de pequeña señal.

▪ **Flujos progresivos:** Son métodos de análisis basados en flujos de potencia continuos que buscan los límites de estabilidad de voltaje con precisión; estos métodos pertenecen a una clase general de ecuaciones algebraicas no lineales conocidos como métodos de *path-following*.

▪ **Técnicas de análisis dinámicos:** Los métodos dinámicos consisten en la resolución de ecuaciones diferenciales o sistemas algebraicos-diferenciales que describen la naturaleza dinámica del sistema permitiéndonos observar a detalle el comportamiento de las variables que estemos analizando en función del tiempo. Para la solución del sistema se pueden utilizar diferentes métodos de integración numérica y así hallar la respuesta en función del tiempo.

Estos métodos tienen la principal ventaja de mostrar el comportamiento detallado del sistema y nos permiten observar cómo responde luego de estar sujeto a un gran disturbio. En este trabajo, se utilizarán técnicas de análisis dinámicos y las redes de prueba serán sujetas a grandes disturbios cuando se interconectan parques eólicos. La principal desventaja de los métodos dinámicos es el consumo de una gran cantidad de tiempo computacional en sistemas grandes debido a las soluciones numéricas que son necesarias, para reducir dicho tiempo se implementarán modelos equivalentes de los parques eólicos. Su principal uso es para el análisis de estabilidad transitoria y las principales contingencias que pueden ser analizadas son cortocircuitos, pérdida de generación, pérdida de líneas de transmisión o aumentos súbitos de grandes bloques de carga.

➤ **Métodos de monitoreo**

Son técnicas basadas en la toma de datos reales que permiten definir estados de operación, zonas críticas de la red, límites y márgenes de estabilidad de voltaje; estos se utilizan como herramienta para la detección y predicción de la estabilidad de voltaje en línea o fuera de línea.

1.3 JUSTIFICACIÓN

La energía eólica ha sobresalido de todas las energías renovables debido a su gama de aplicación a lo largo de la historia y actualmente la capacidad instalada para generación eléctrica ha crecido considerablemente [1]. Sin embargo, la conexión de grandes bloques de potencia eólica a la red y la naturaleza variante del viento han provocado que se tenga que analizar con mayor detalle la interconexión de los parques eólicos a las redes eléctricas dado el impacto que tendrá una energía con algo grado de variabilidad.

La utilización de métodos dinámicos para evaluar la estabilidad de voltaje tiene la ventaja de dar una idea más clara del comportamiento del sistema en un intervalo de tiempo, permitiendo así observar características más detalladas como voltajes transitorios, huecos de tensión, oscilaciones y demás fenómenos presentes en la red [7]. Como se mencionó anteriormente, la gran desventaja de las técnicas de análisis dinámicos es el consumo de tiempo computacional.

La principal característica y ventaja del uso de modelos equivalentes es realizar simulaciones dinámicas en un tiempo menor. Comparado con el modelo completo del parque eólico, se reducen la cantidad de aerogeneradores a modelar y, por lo tanto, el número de ecuaciones a resolver durante el análisis, reduciendo así el tiempo. En este trabajo, se utilizaron una serie de criterios para obtener modelos equivalentes de parques eólicos con el objetivo de obtener una respuesta similar a la respuesta del modelo completo del parque eólico.

1.4 OBJETIVOS

El objetivo principal del presente trabajo es analizar cómo es afectada la estabilidad de voltaje de una red eléctrica en el marco de referencia del tiempo cuando se incorpora generación variable a un sistema eléctrico. Se utilizó la representación completa del parque eólico y un modelo equivalente, posteriormente se comparó la respuesta en el tiempo de la magnitud de voltaje de ambos casos.

Aunado al objetivo principal, durante el desarrollo de este proyecto se tienen como objetivos secundarios:

- Comprender el fenómeno de estabilidad de voltaje consultando la literatura.
- Comprender lo establecido en el código de red mexicano en cuanto a la interconexión de los parques eólicos al sistema eléctrico nacional.
- Obtener un modelo equivalente del parque eólico para realizar análisis dinámicos.
- Realizar simulaciones en el dominio del tiempo en las redes utilizadas como caso de estudio.
- Proponer mejoras para la estabilidad del sistema en caso de ser necesario, de acuerdo a lo establecido en el código de red.
- Desarrollar habilidades en la utilización del programa Neplan® para el análisis de sistemas eléctricos de potencia.

1.5 METODOLOGÍA

La metodología a seguir para el desarrollo del proyecto se enuncia en los siguientes puntos, a partir de ellos se creó el diagrama de flujo de la metodología propuesta en este trabajo, mostrado en la figura 1.1 y 1.2.

- 1) Se proponen parques eólicos, cuya localización fue seleccionada tomando como base las mediciones de viento en Baja California Sur. Los parques propuestos cumplirán con lo establecido en el código de red mexicano y las normas mexicanas.
- 2) Se estudiaron métodos para obtener equivalentes dinámicos de parques eólicos.
- 3) Se propuso una metodología para obtener modelos equivalentes dinámicos, adecuados para simulaciones dinámicas.
- 4) Se modeló la red de prueba de cinco nodos y el sistema eléctrico de Baja California Sur en su estado actual, la cual será usada como caso de estudio.
- 5) Se incorporaron los modelos dinámicos de los parques eólicos a la red de BCS y se realizaron simulaciones y observar cómo influyen los parques eólicos en la misma.
- 6) Se simularon contingencias, tales como pérdida de generación, líneas de transmisión o cortocircuitos y se observará el comportamiento del perfil de voltaje.
- 7) Se observó si los parques eólicos propuestos y sus modelos equivalentes cumplen los requisitos de interconexión establecidos en el código de red mexicano.
- 8) De ser necesario, se propondrán soluciones para mejorar los perfiles de voltaje.

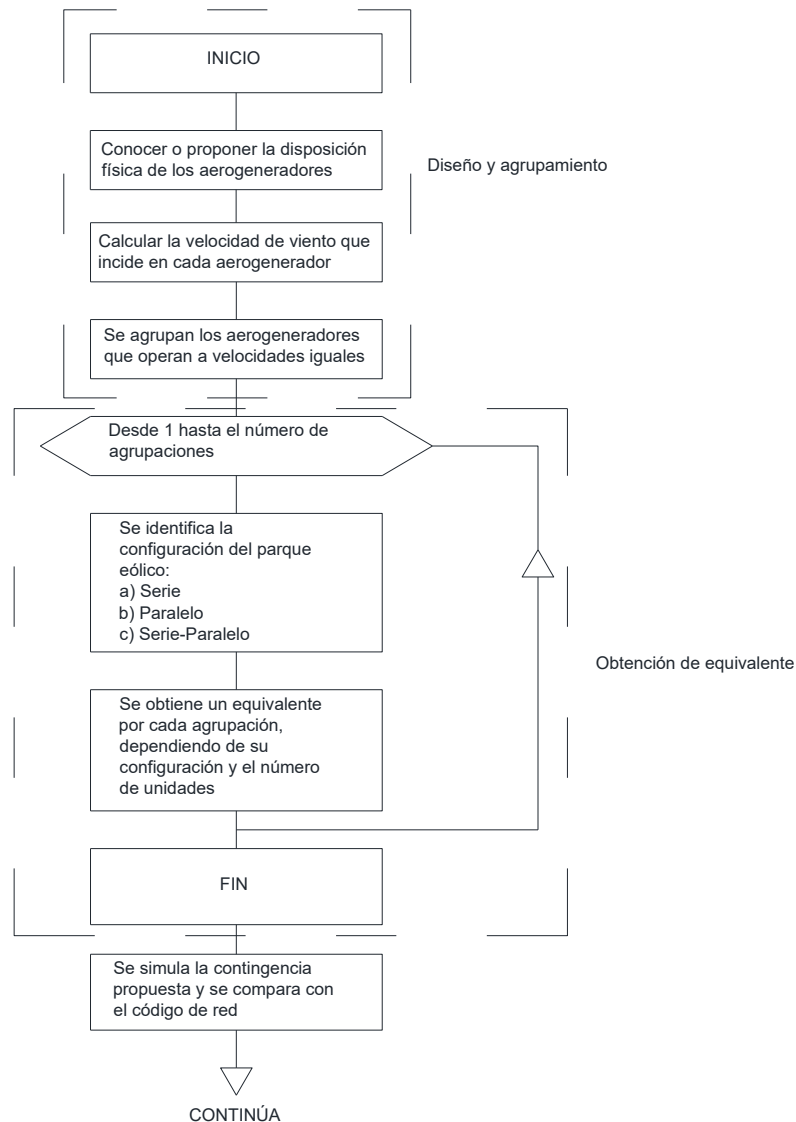


Figura 1.1: Diagrama de flujo correspondiente a la metodología utilizada en este trabajo (parte 1).

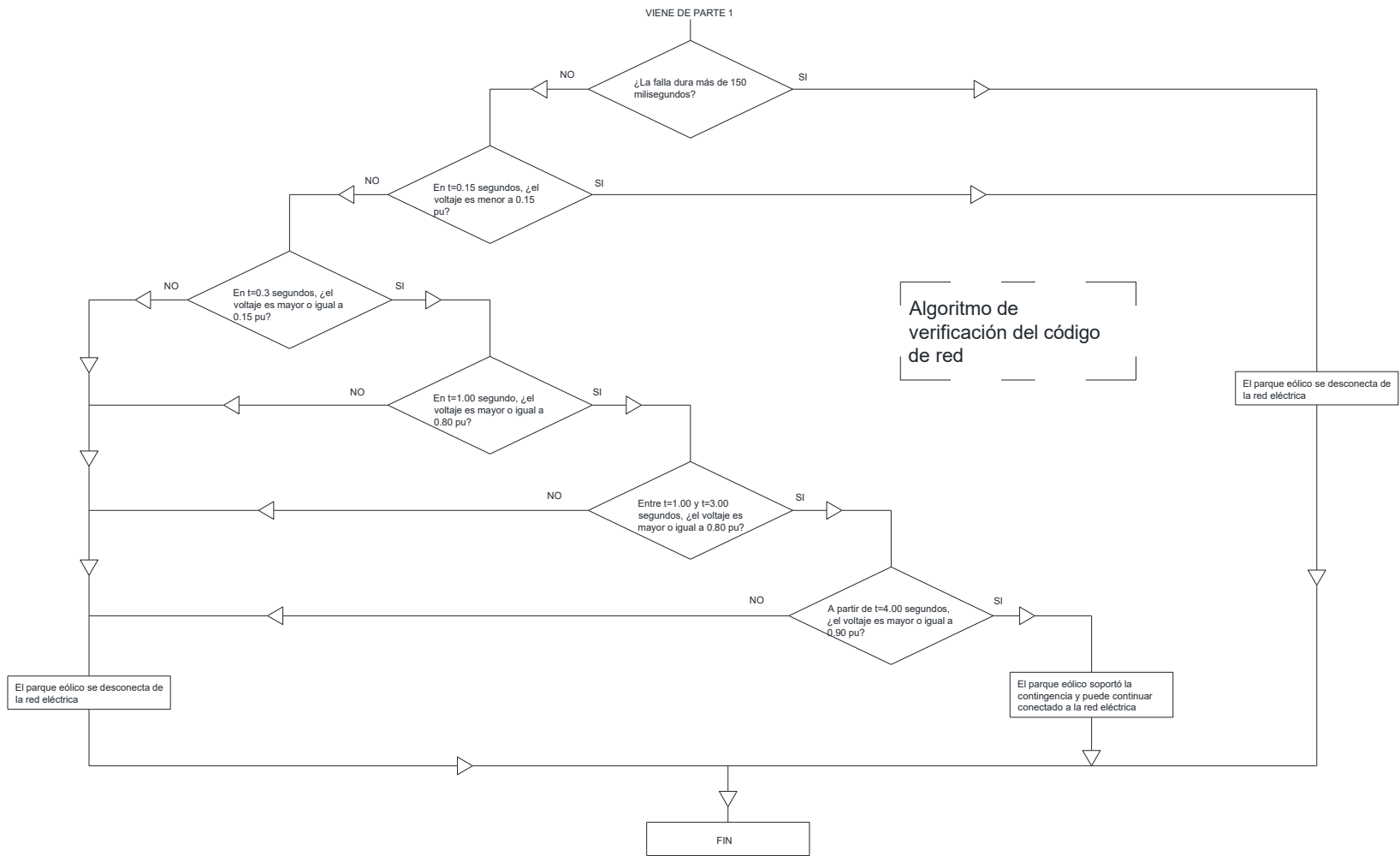


Figura 1.2: Diagrama de flujo correspondiente a la metodología utilizada en este trabajo (parte 2).

1.6 METAS

Se esperan lograr las siguientes metas:

- Desarrollar bases sólidas en la teoría de estabilidad de voltaje y en su formulación matemática.
- Proponer un parque eólico a partir de mediciones de viento, incluyendo su topología, componentes que cumpla con lo establecido en el código de red mexicano.
- Proponer una configuración de la ubicación física de los aerogeneradores que reduzca las pérdidas por efecto estela.
- Obtener un modelo equivalente dinámico del parque eólico propuesto e incluirlos en las redes de prueba durante el análisis.
- Realizar simulaciones dinámicas y observar la influencia de los parques eólicos en la red, de acuerdo a lo establecido en el código de red nacional.
- Desarrollar habilidades en la utilización del programa Neplan® para el análisis de sistemas eléctricos de potencia.

1.7 INFRAESTRUCTURA

La infraestructura utilizada para el desarrollo de la tesis es la siguiente:

- A. El laboratorio virtual de sistemas eléctricos de potencia dentro del Instituto de Ingeniería cuenta con las licencias de los programas necesarios para el desarrollo de la tesis (Neplan® y DigSilent®).

1.8 ESTRUCTURA DE LA TESIS

El presente trabajo de tesis está conformado por seis capítulos y un apéndice, a continuación se da un breve resumen de cada capítulo.

Capítulo 1: Describe de forma breve los métodos de análisis de estabilidad de voltaje, además de plantear la justificación y los objetivos de este trabajo.

Capítulo 2: Presenta el estado del arte de la generación eólica, el cual nos da un panorama general de las principales componentes de los aerogeneradores y su principio de operación, además de los requisitos para la integración a la red.

Capítulo 3: En este capítulo se describe el procedimiento utilizado para hacer un equivalente y los criterios que se utilizan para agrupar los aerogeneradores. Para describir el procedimiento, se muestra como obtener los datos del equivalente a partir de cada elemento del parque y su topología.

Capítulo 4: Este capítulo contiene una descripción de los sistemas utilizados para las simulaciones (red IEEE de cinco nodos y el sistema eléctrico de Baja California Sur), así como todos los casos de estudio realizados cuando se incorpora la generación eólica, utilizando la representación completa del parque eólico y los modelos equivalentes.

Capítulo 5: Se presentan las conclusiones del trabajo y los posibles trabajos futuros.

Apéndice A: En este apéndice se muestran los datos de la red eléctrica de Baja California Sur.

Apéndice B: Consiste de un breve resumen de los conceptos básicos de estabilidad enfocado a los problemas de naturaleza dinámica y, en este caso, a la estabilidad de voltaje cuando el sistema es sometido a un gran disturbio y la escala de tiempo es a corto plazo. Para finalizar se describe brevemente la forma en que se solucionan los sistemas dinámicos y como se integran a la red.

2. GENERACIÓN EÓLICA

2.1 INTRODUCCIÓN

Hoy en día existe una gran demanda energética a nivel mundial debido al rápido crecimiento de la población del planeta y a la inexistente cultura por el ahorro de energía que está presente en la mayoría de la población. Debido a los motivos antes mencionados se han tenido que buscar nuevas formas para la producción de energía, explorando nuevas tecnologías o tecnologías que tenían años sin ser trascendentes para la industria o los grupos de investigación.

Los sistemas eléctricos de potencia se componen principalmente de generadores, transformadores, líneas de transmisión y distribución que conectan el sistema con los usuarios finales (cargas), además de todos los dispositivos de protección, medición y control [2]. El área de generación eléctrica es la parte del sistema eléctrico donde se producen la mayor parte de las emisiones de gases de efecto invernadero, debido a la necesidad de quemar combustibles con el fin de producir el vapor necesario para que la turbina acoplada al generador pueda moverse. Este problema fue atacado mediante la generación de energía eléctrica a través de otro tipo de fuentes llamadas renovables o alternativas. Una fuente renovable o alternativa de generación es aquella que se renueva con el paso del tiempo y, por lo tanto, no estamos sujetos a una cantidad definida de la misma [8]. La razón principal que ha motivado al desarrollo de las tecnologías de generación renovable, ha sido el gran impacto ambiental que ha sufrido el planeta por el uso de las tecnologías de generación convencionales, que se basan en combustibles fósiles y producen gases de invernadero que van a la atmósfera. Cabe señalar que en una relación costo-beneficio, las tecnologías renovables cada día se vuelven más atractivas y esto ha llevado a un desarrollo tecnológico más acelerado [1]. Actualmente existe un conjunto de fuentes alternativas de generación que han tenido una gran aceptación e incorporación en los sistemas eléctricos de potencia, destacando:

- a) Energía eólica
- b) Energía fotovoltaica
- c) Energía termosolar

Existen otros tipos que también se han desarrollado (ejemplo: mareomotriz), sin embargo, por diferentes factores no se han implementado con tanto éxito, entre estos su relación costo-beneficio, la falta de una investigación más profunda sobre el tema o las dificultades técnicas que presentan aún. En el presente trabajo se abordará con mayor detalle el desarrollo de la energía eólica.

2.2 GENERACIÓN EÓLICA

La generación eólica consiste en aprovechar la fuerza del viento para hacer girar una turbina acoplada a un generador eléctrico y así producir energía eléctrica, en secciones posteriores se profundizará este concepto.

2.2.1 Descripción del fenómeno físico

El viento es producido por el movimiento de las masas de aire al estar expuestas a diferentes condiciones térmicas, es a partir de este movimiento que se puede producir potencia [9]. Para ello se

necesita un dispositivo capaz de convertir la energía cinética producida por el movimiento del viento a energía mecánica rotacional, ésta última se utiliza para producir electricidad, mediante un generador eléctrico. A tal dispositivo se le conoce como aerogenerador. El aerogenerador extrae la energía que utiliza de la zona más cercana al suelo, donde las condiciones del viento en ésta zona son influenciadas por la transferencia de energía entre las corrientes de alta energía de viento geostrofico y las capas inferiores donde se encuentran las corrientes inferiores, estas corrientes inferiores cercanas al suelo son turbulentas debido al relieve del suelo e inciden directamente en las aspas de la turbina eólica del aerogenerador, que a su vez están diseñadas para lograr la máxima eficiencia aerodinámica. Cuando el viento incide en la cara frontal del aspa éste circula por la misma a mayor velocidad que el viento de la parte posterior y por lo tanto tiene una mayor presión, ésta da una fuerza de sustentación perpendicular a la dirección del viento, provocando que la turbina eólica comience a girar. La fuerza producida dependerá directamente de la velocidad del viento y del área en la cual incide.

La energía cinética del viento será convertida, a través de la turbina, a energía mecánica rotacional y ésta hará que el rotor comience a girar, lo cual producirá una reducción de velocidad en el viento que atraviesa las aspas de la turbina eólica. El viento que ha logrado atravesar las aspas ha reducido su velocidad y por lo tanto aún cuenta con energía cinética que podría transformarse, sin embargo, no es posible extraer toda la potencia del viento ya que la masa de aire se detendría y provocaría una congestión en la sección transversal del rotor y afectaría a las masas que estuvieran intentando entrar a la turbina eólica. Betz estableció una ecuación para calcular la máxima cantidad de potencia que se puede extraer del viento, aproximadamente el 59% de la potencia máxima aún si el sistema no tiene pérdidas. La ecuación de la máxima potencia que se puede extraer del viento es [1]:

$$P_{Betz} = \frac{1}{2} \rho AV^3 C_{p\ Betz} = \frac{1}{2} \rho AV^3 (0.59) \quad (2.1)$$

donde ρ es la densidad del aire en kg/m^3 , A es el área de barrido del rotor de aerogenerador en m^2 , V es la velocidad del viento en m/s y $C_{p\ Betz}$ es el coeficiente de Betz para máxima extracción de potencia.

2.2.2 Aerogeneradores

En el mercado actual existen una gran variedad de aerogeneradores, las cuales a su vez cuentan con una gran cantidad de configuraciones, topologías y elementos que ayudan a mejorar las tecnologías actuales y a convertir a los aerogeneradores en dispositivos de mayor eficiencia y mejores características de operación.

La turbina es el dispositivo encargado de convertir la energía cinética del viento en energía mecánica rotacional que, acoplada a un generador eléctrico, producen electricidad y operan bajo el principio de sustentación. Los aerogeneradores tienen dos partes principales: la torre y la góndola. La torre se encarga de dar soporte mecánico a la estructura y colocar la góndola en la altura adecuada para aprovechar la velocidad del viento. En cambio, la góndola es la parte donde se encuentran las componentes principales del aerogenerador, las cuales son:

- Rotor (turbina): En él se encuentran colocadas las aspas con su respectivo sistema de control (si es el caso).
- Caja de engranes: Se encargan de aumentar la velocidad mecánica del rotor con el fin de que sea más adecuado para el acoplamiento con el generador eléctrico.

- **Generador eléctrico:** Se encarga de convertir la energía mecánica en eléctrica. Usualmente son generadores de inducción pero existen algunos tipos de aerogeneradores con máquinas síncronas.
- **Electrónica de potencia:** Se utiliza para variar la frecuencia del aerogenerador y facilitar su conexión a la red, evitando problemas de estabilidad. Por lo general se utilizan convertidores de potencia.

En las siguientes secciones se describirá el estado actual de la tecnología de las partes principales de los aerogeneradores, mostrando los conceptos más utilizados en la industria.

i) Clasificación de los aerogeneradores por su control de velocidad

Los aerogeneradores se pueden clasificar por su forma de operar en aerogeneradores de velocidad fija y de velocidad variable. A continuación se da una descripción de la forma de operación de cada uno [32] [33].

Aerogeneradores de velocidad fija: Como el nombre lo indica, son aerogeneradores que no tienen ningún tipo de control sobre la velocidad, la cual es fijada por la velocidad del viento. Consisten de un rotor aerodinámico acoplado a un eje de baja velocidad, una caja de engranes acoplada a un eje de alta velocidad acoplado a un generador de inducción. La velocidad del viento no tiene ningún control y se traduce en fluctuaciones de torque, y por lo tanto de potencia, que dependen de las condiciones del viento. Usualmente el rotor está diseñado para que a cierta velocidad tenga la máxima eficiencia aerodinámica.

Aerogeneradores de velocidad variable: En los aerogeneradores de velocidad variable existe un control sobre la frecuencia del generador eléctrico (que puede ser un generador de inducción tipo jaula de ardilla o un generador síncrono). El control de la frecuencia de la máquina es efectuado por un convertidor, a través del cual se inyecta o absorbe potencia a los devanados del rotor del generador eléctrico, este soporte de potencia permite desacoplar la velocidad mecánica del rotor de la turbina. El convertidor está compuesto de dos fuentes conmutadas de voltaje o VSC (*Voltage Source Converter*) basados en IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*), las cuales están conectadas a través de un enlace de corriente directa con un capacitor para mantener constante el voltaje. Los cambios en la velocidad del viento son absorbidos por cambios en la velocidad del rotor del generador eléctrico y por lo tanto en el rotor de la turbina, esto da como resultado que el torque se mantenga prácticamente constante. Generalmente éste tipo está diseñado para obtener máxima eficiencia aerodinámica en un intervalo de velocidades de viento.

El principal motivo para el desarrollo de este tipo de tecnología fue, principalmente, cumplir con los requisitos de conexión establecidos en los códigos de red de cada país y, además, ayudar a reducir el estrés mecánico en las turbinas. Otras ventajas son: la capacidad de extraer mayor potencia del viento y mejorar la calidad de la energía. Entre sus principales desventajas son la mayor complejidad del sistema y, por lo tanto, un costo más elevado, además de que se deben considerar las pérdidas en los dispositivos electrónicos.

ii) Clasificación de los métodos de control de potencia

Es posible controlar la potencia variando el área de incidencia del viento en las aspas A . Esto se logra mediante un sistema de orientación de las aspas, la variación del área de incidencia se traduce en una variación de la potencia extraída. Existen dos métodos principales para ejercer este control y son [10]:

- **Control pasivo (*stall control*):** En este tipo de control, también llamado regulación por pérdida aerodinámica, las aspas están fijas a cierto ángulo de incidencia donde obtienen máxima eficiencia aerodinámica y la potencia de salida dependerá de la velocidad del viento.
- **Control activo (*pitch control*):** La característica principal es que las aspas pueden girarse para colocarlas en dirección del viento o en dirección contraria y así variar

Existe, además, un tercer tipo de control de potencia que es una combinación de los anteriores llamado control activo pasivo o *active stall control*. El comportamiento de este tipo de control va a depender de la velocidad del viento, esto es, a velocidades bajas el sistema se comportará de forma similar al control activo mediante la variación del ángulo de las aspas con el fin de lograr máxima eficiencia. Cuando la velocidad del viento es elevada las aspas son giradas en dirección contraria a la dirección del viento de forma lenta para que la turbina se detenga de forma similar al control pasivo y así evitar fluctuaciones de potencia, como en el caso del control activo.

iii) Clasificación de los generadores eléctricos usados para generación eólica

Hoy en día las configuraciones de los aerogeneradores que son comúnmente aplicadas pueden clasificarse de dos formas dependiendo de su tipo de control de velocidad y control de potencia, como se mencionó anteriormente. Dependiendo de la configuración elegida y la presencia o ausencia de electrónica de potencia se selecciona el tipo de generador que puede utilizarse, principalmente se utilizan [1]:

- a) Máquina asíncrona (generador de inducción de rotor devanado): Puede estar presente en todo tipo de aerogenerador.
- b) Máquina síncrona: Presente sólo en aerogeneradores de velocidad variable, los cuales cuentan con electrónica de potencia (convertidor).

Existe una nomenclatura que permite identificar fácilmente el tipo de turbina y sus controles asociados, para ello el primer criterio (control de velocidad) tiene asignado el tipo I para velocidad fija y el tipo II, III y IV para las diferentes configuraciones de velocidad variable que existen [1] [10]. El siguiente número se asigna dependiendo del control de potencia que esté presente, 0 para control pasivo, 1 para control activo y 2 para la combinación de ambos (*active stall control*) [1]. La tabla 2.1 muestra un concentrado de las posibles configuraciones que pueden existir aplicando la nomenclatura descrita anteriormente para identificar los tipos de control presentes en el aerogenerador, es importante mencionar que la información mostrada en la tabla presenta los tipos que actualmente se encuentran en el mercado.

Tabla 2.1: Conceptos de control de los aerogeneradores [1]

Control de velocidad		Control de potencia		
		Pasivo	Activo	Combinación
Velocidad fija	Tipo I	Tipo I0	Tipo I1	Tipo I2
Velocidad variable	Tipo II	Tipo II0	Tipo II1	Tipo II2
	Tipo III	Tipo III0	Tipo III1	Tipo III2
	Tipo IV	Tipo IV0	Tipo IV1	Tipo IV2

El generador de inducción es el más utilizado para la construcción de aerogeneradores, sin embargo, gracias a los avances en la electrónica de potencia es posible utilizar otro tipo de máquinas eléctricas rotatorias. En particular, para los tipos III y IV (los cuales cuentan con un convertidor) es posible utilizar generadores síncronos convencionales y de imanes permanentes.

El aerogenerador tipo III (Generador de inducción doblemente alimentado) es el más utilizados en la actualidad. Tiene la ventaja de contar con componentes de electrónica de potencia que le permiten participar como elemento activo de la red. Por estas características, este ha sido seleccionado en los análisis realizados en el presente trabajo.

iv) Características de la electrónica de potencia presente en los aerogeneradores

La electrónica de potencia ha demostrado ser útil para solucionar problemas de integración de la energía eólica al sistema eléctrico de potencia y brindar otro tipo de soluciones en los sistemas eléctricos. La gran desventaja de las soluciones basadas en electrónica de potencia es el costo y las pérdidas generadas en dichos dispositivos, sin embargo, en términos generales aportan dos excelentes características [1] [10] [32]:

- a) Control de frecuencia: La electrónica de potencia permite aplicar el concepto de velocidad variable a los aerogeneradores y así evitar grandes diferenciales de frecuencia entre los parques eólicos y la red.
- b) Características de planta convencional: La electrónica de potencia permite que el parque eólico adquiera características de las plantas convencionales, como regulación de frecuencia o de voltaje, convirtiéndose en un elemento activo de la red.

Actualmente es común que los aerogeneradores que se conectan al sistema eléctrico cuenten con dispositivos basados en electrónica de potencia, con el fin de cumplir lo establecido en los códigos de red. Los dispositivos principales basados en electrónica de potencia comúnmente utilizados en los aerogeneradores son: el arrancador, el banco de capacitores y el convertidor de frecuencia.

- **Arrancador:** Consta de dos tiristores conectados en antiparalelo con cierto ángulo de disparo y tiene como finalidad limitar la corriente de arranque, la cual puede ser siete u ocho veces mayor que la corriente nominal, y así evitar disturbios en la red.
- **Banco de capacitores:** Sirve para compensar potencia reactiva de manera local. Durante el arranque, los generadores de inducción demandan una gran cantidad de potencia reactiva debido a su naturaleza inductiva, lo cual podría provocar pérdidas y una caída de voltaje por

debajo de los límites. Los bancos son instalados para compensar localmente durante el arranque.

- **Convertidor de frecuencia:** El convertidor de frecuencia consta de un rectificador encargado de convertir la salida de corriente alterna del generador a corriente directa, esta parte puede basarse en un rectificador de diodos o en una fuente conmutada de voltaje con regulación PWM (*Pulse Width Modulated*). La segunda parte del convertidor de frecuencia es un enlace de corriente directa que puede tener un capacitor, el cual se encarga de almacenar una pequeña cantidad de energía con el fin de mantener el voltaje en el lado de la red sin importar las variaciones en el lado del generador. La tercera y última parte es un inversor, el cual convierte la corriente directa del enlace en corriente alterna de diferente frecuencia (fijada al valor de frecuencia nominal de la red) y usualmente es una fuente conmutada de voltaje, al mantenerse fija la frecuencia en el lado de la red se dice que la velocidad puede variar completamente en el lado del generador. Ambas fuentes conmutadas de voltaje se basan, generalmente, en IGBT. El convertidor además es capaz de absorber y generar potencia reactiva, ayudando así a controlar el flujo de potencia.

2.3 GENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO

Este tipo de aerogenerador se encuentra dentro de la clasificación de velocidad variable, sin embargo, su rango de operación es limitado en comparación con el tipo IV. El DFIG (*Doubly-Fed Induction Generator*), por sus siglas en inglés, consta de un generador de inducción (jaula de ardilla o rotor devanado), un convertidor de potencia conectado al devanado del rotor y al terciario de un transformador, que a su vez está conectado al estator y a la red, como muestra la figura 2.1. Usualmente, éste tipo tiene instalado un arrancador para limitar las corrientes transitorias de arranque, pero a diferencia de otros, no cuenta con una compensación reactiva, ésta la aporta el convertidor. Típicamente, su rango de velocidad es de -40% a +30% de la velocidad síncrona. Una característica atractiva, desde un punto de vista económico, es que la potencia que circula por el convertidor es menor que en un aerogenerador tipo 4, reduciendo la dimensión del mismo y, por lo tanto, su costo [1][10].

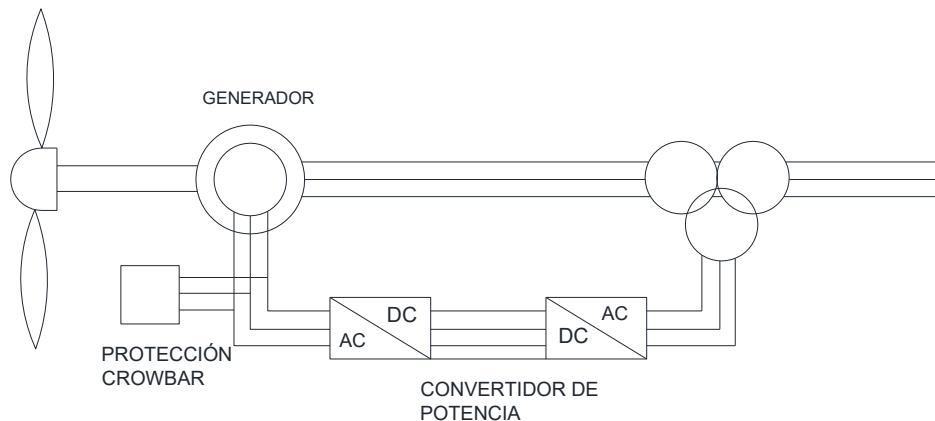


Figura 2.1: Generador de inducción doblemente alimentado.

2.3.1 Principio de operación

La máquina de inducción doblemente alimentada cuenta, como su nombre lo indica, con dos alimentaciones: (1) la primera está conectada en los devanados del estator y es por donde la mayor parte de la potencia activa va a la red, (2) la segunda está conectada al devanado de campo en el rotor por medio de anillos deslizantes [10]. En el rotor pueden presentarse los dos casos: absorber y enviar potencia del rotor a la red. La velocidad rotacional del generador será la que determine la forma de operación [10], lo anterior es mostrado en la figura 2.2 y explicado a continuación.

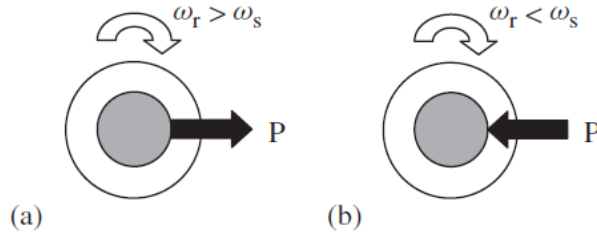


Figura 2.2: Operación del DFIG: (a) Envío de potencia del rotor a la red, (b) recepción de potencia de la red al rotor.

- Si la velocidad a la que opera el generador es mayor que la velocidad síncrona: se entregará potencia del rotor a la red a través del convertidor ($s < 0$).
- Si la velocidad a la que opera el generador es menor que la velocidad síncrona: se absorberá la potencia de la red a través del convertidor ($s > 0$).

La máquina de inducción tiene dos variantes, la máquina de inducción tipo jaula de ardilla y la máquina de inducción de rotor devanado, siendo ésta última la utilizada para el generador de inducción doblemente alimentado [10]. El modelo matemático para representar la máquina de inducción está compuesto por las siguientes ecuaciones [2]:

- Ecuaciones de voltaje

$$v_{ds} = R_s i_{ds} - \omega_s \psi_{qs} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} \quad (2.2)$$

$$v_{qs} = R_s i_{qs} + \omega_s \psi_{ds} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} \quad (2.3)$$

$$v_{dr} = R_r i_{dr} - s\omega_s \psi_{qr} + \frac{d\psi_{dr}}{dt} \quad (2.4)$$

$$v_{qr} = R_r i_{qr} + s\omega_s \psi_{dr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} \quad (2.5)$$

$$s = 1 - \frac{\omega_m}{\omega_s} n_{pp} \quad (2.6)$$

- Ecuaciones de los encadenamientos de flujo

$$\psi_{ds} = L_{ss} i_{ds} + L_m i_{dr} \quad (2.7)$$

$$\psi_{qs} = L_{ss} i_{qs} + L_m i_{qr} \quad (2.8)$$

$$\psi_{dr} = L_{rr} i_{dr} + L_m i_{ds} \quad (2.9)$$

$$\psi_{qr} = L_{rr} i_{qr} + L_m i_{qs} \quad (2.10)$$

dónde v es el voltaje, i es la corriente, R es la resistencia, Ψ son los encadenamientos de flujos, L es la inductancia, s es el deslizamiento, ω_m es la frecuencia mecánica en rad/s, ω_s es la velocidad síncrona, n_{pp} es el número de par de polos de la máquina, los subíndices s y r representan el rotor y el estator, y los subíndices d y q representan los ejes directos y de cuadratura. Las ecuaciones de potencia activa y reactiva de la máquina son:

$$P_s = v_{ds}i_{ds} + v_{qs}i_{qs} \quad (2.11)$$

$$Q_s = v_{qs}i_{ds} - v_{ds}i_{qs} \quad (2.12)$$

$$P_r = v_{dr}i_{dr} + v_{qr}i_{qr} \quad (2.13)$$

$$Q_r = v_{qr}i_{dr} - v_{dr}i_{qr} \quad (2.14)$$

$$P_g = P_s + P_r \quad (2.15)$$

$$Q_g = Q_s + Q_r \quad (2.16)$$

$$T_e = \psi_{qr}i_{dr} - \psi_{dr}i_{qr} = \psi_{ds}i_{qs} - \psi_{qs}i_{ds} \quad (2.17)$$

dónde P_G y Q_G son las potencias totales activas y reactivas entregada por la máquina en MW y MVAR, P_r y Q_r son las potencias activas y reactivas entregada o absorbida por el rotor en MW y MVAR, respectivamente. P_s y Q_s son las potencias activa y reactiva entregadas por el estator.

El convertidor se conecta al rotor devanado de la máquina de inducción y al terciario del transformador montado en el aerogenerador. Éste otorga, principalmente, las siguientes características:

- Capacidad de operación a velocidad variable mediante el control del voltaje aplicado al devanado del rotor, en otras palabras, el convertidor del lado de la red fija la frecuencia en su valor nominal y permite la operación a frecuencia variable en el lado del rotor.
- Desacoplamiento entre la frecuencia eléctrica de la red y la frecuencia mecánica variable del rotor.
- Mediante una de sus estrategias de control (potencia reactiva constante, control de potencia reactiva o factor de potencia constante) permite desacoplar el control de la potencia activa y reactiva.

Como se mencionó anteriormente, el convertidor consta de dos fuentes conmutadas de voltaje basadas en IGBT en configuración back-to-back, uno en el lado de la red y otro en el lado del rotor. Al ser una de las componentes más importantes, y a su vez costosa, está protegido contra sobrecorrientes mediante un dispositivo conocido como *crowbar*[9]. El cual se encarga de cortocircuitar el circuito del rotor en presencia de sobrecorrientes, por lo tanto, el aerogenerador se comporta de igual forma que los de velocidad fija. Existen diferentes formas de controlar la potencia activa y reactiva de la máquina utilizando el convertidor. La primera es la estrategia conocida como PVdq, la cual consiste en a descomposición de la corriente inyectada al rotor en dos componentes ortogonales d y q . Mediante esta estrategia se controla el torque de la máquina (potencia activa) a través de la componente q , mientras que la componente d controla el voltaje en terminales o el factor de potencia [10]. El modelo utilizado en este trabajo controla la corriente que se inyectará a la red mediante dos variables llamadas i_{pcmd} e i_{qcmd} , las cuales provienen de los subsistemas de control del modelo, estas corrientes determinan la corriente que inyectará la fuente de corriente a la red.

2.3.2 Modelos genéricos de aerogeneradores (Estándar IEC 61400-27) [12]

El nivel penetración de la generación eólica en los sistemas eléctricos ha ido en aumento durante los últimos años y conocer el comportamiento dinámico de los aerogeneradores conectados al sistema eléctrico de potencia es cada vez más importante para realizar una buena fase de planeación.

Por diversas razones, es complicado obtener el modelo de cada tipo de aerogenerador de las diferentes marcas presentes en el mercado, incluyendo los parámetros, lo que ha creado problemas a los investigadores para realizar estudios de estabilidad y otros análisis que requieran modelos a detalle.

La *International Electrotechnical Commission* (IEC), en su estándar IEC 61400-27, ha establecido los modelos genéricos de los aerogeneradores, el término genérico se refiere a un modelo estándar, público y sin especificar alguna marca en particular [11]. En dicho documento, también se establecen procesos de validación para diversos estudios de estabilidad. Dichos modelos, se encuentran en continua revisión conforme la tecnología avanza, principalmente en el nivel de detalle y la cantidad de datos de entrada requeridos. Es importante mencionar que los modelos indicados son modelos de simulación de secuencia positiva en el dominio del tiempo; destinados a ser utilizados con el sistema de potencia para realizar análisis de estabilidad de la red. Dichos modelos son aplicables para simulaciones dinámicas de estabilidad a corto plazo [12]. En el presente trabajo se utilizará el modelo del aerogenerador tipo III (Generador de inducción doblemente alimentado). La estructura general del modelo es la mostrada en la figura 2.3, dicha figura muestra los bloques del modelo genérico, cada bloque representa un subsistema, descrito a continuación.

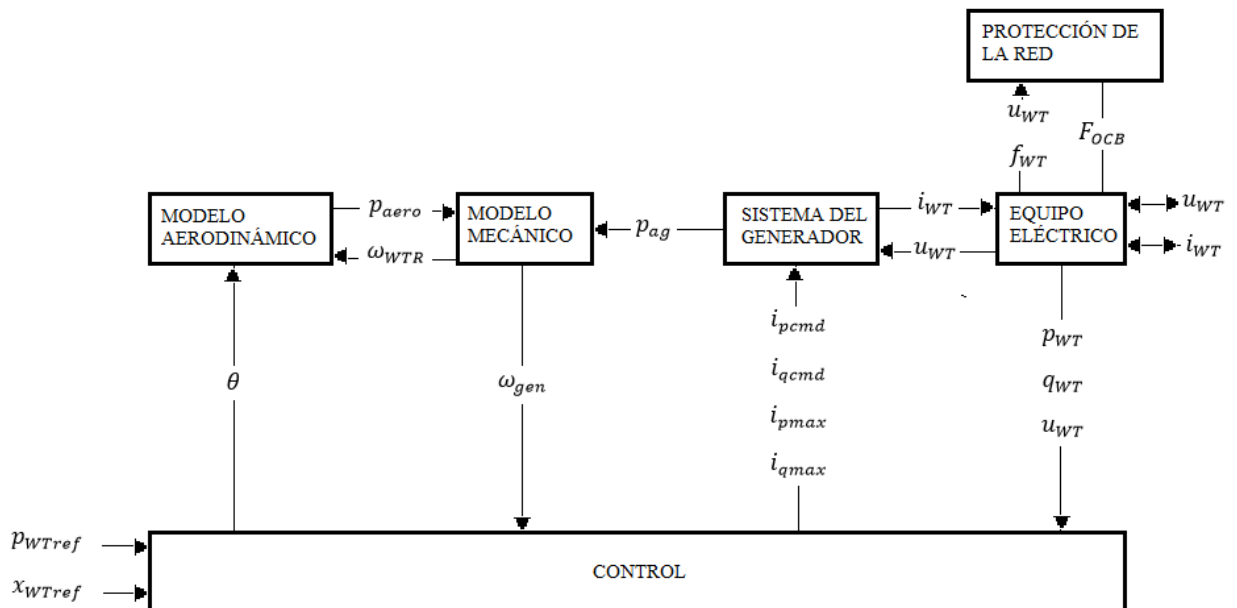


Figura 2.3: Estructura general del modelo genérico del aerogenerador tipo III.

- **Modelo aerodinámico:** Este modelo establece la conversión de la energía cinética del viento a potencia mecánica mediante el rotor de la turbina. Asumiendo que las simulaciones

son por periodos cortos de tiempo, se utiliza el modelo linealizado. Este modelo es la forma más simple de representar la parte aerodinámica del sistema debido a la simplificación en la entrada del modelo. Dicha entrada puede ser de dos formas: (1) potencia constante o (2) par constante. La forma más común es a potencia constante [10].

En este trabajo se usa el modelo a potencia constante, el cual compara una potencia inicial con dos señales de error provenientes del sistema de control de ángulo de aspas y otra proveniente de la comparación entre la velocidad angular de referencia de la turbina y la velocidad inicial. La señal de salida proveniente de las señales anteriores entrega la potencia al subsistema mecánico. La relación que determina la potencia obtenida del viento se da mediante la ecuación 2.1, sin embargo, ahora el coeficiente de Betz (máxima extracción de potencia) es una función del ángulo de aspas β y de la relación entre las velocidad de las aspas y la velocidad del viento λ (*tip speed ratio*), por lo tanto, la ecuación 2.1 queda de la siguiente forma:

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p(\beta, \lambda) \quad (2.18)$$

dónde P_w es la potencia extraída del viento en Watts, ρ es la densidad del aire en Kg/m³, V es la velocidad del viento, C_p es el coeficiente de extracción de potencia que está en función del ángulo de aspas y la relación entre las velocidad de las aspas y la velocidad del viento λ . El cual está determinado por la siguiente ecuación [13]:

$$\lambda = \frac{R \omega_T}{V_w} \quad (2.19)$$

donde R es el radio de las aspas y ω_T es la velocidad angular de la turbina. A partir de la ecuación 2.4 podemos observar que la modificación de la velocidad angular impactará en λ y, por lo tanto, en el coeficiente antes mencionado en la ecuación 2.3. Dicho coeficiente de extracción de potencia se obtiene de diferentes formas, principalmente de la aplicación de una función polinomial o incluso puede usarse una tabla, en la cual el valor de C_p se especifica a través de valores de λ y el ángulo de aspas [1].

- **Modelo mecánico:** Se utiliza el modelo de dos masas, mostrado en la figura 2.4.

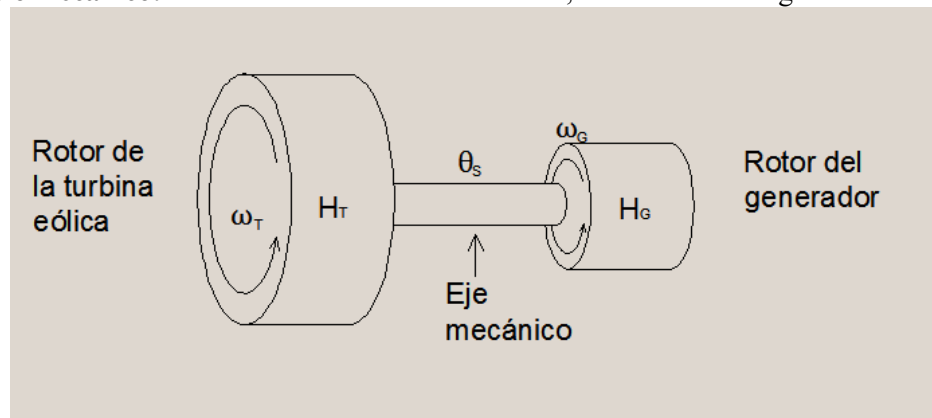


Figura 2.4: Modelo mecánico de dos masas.

En este modelo una masa corresponde a la masa de baja velocidad de la turbina y la otra masa corresponde a la de alta velocidad del rotor del generador, son representadas por sus constantes de inercia. Las constantes de inercia están conectadas por un eje de baja velocidad representado por coeficientes de amortiguamiento y rigidez, despreciando la inercia de la caja de engranes. Este modelo toma en cuenta las oscilaciones en el eje del sistema mecánico en el caso de presentarse un desequilibrio en el par, por ejemplo durante una falla en la red [11]. Las ecuaciones de movimiento dinámico del modelo de dos masas de la turbina eólica se presentan a continuación [14]. Cabe señalar que, no es el objetivo de este trabajo la deducción del modelo.

$$2H_T \frac{d\omega_T}{dt} = T_T - K_S \theta_S - D_T \omega_T \quad (2.20)$$

$$2H_G \frac{d\omega_G}{dt} = K_S \theta_S - T_E - D_G \omega_G \quad (2.21)$$

$$\frac{d\theta_S}{dt} = \omega_0 (\omega_T - \omega_G) \quad (2.22)$$

$$K_S = \frac{k}{P_{Base} n_{Gear} n_{pp}} \omega_{Base} \quad (2.23)$$

$$f_T = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{\omega_0 K_S (H_T + H_G)}{2H_T H_G}} \quad (2.24)$$

Donde ω_0 es el valor base de la velocidad angular, D_T y D_G son los coeficientes de amortiguamiento de la turbina y el rotor del generador, θ_S es el ángulo de torsión de la flecha, K_S es la rigidez del eje y f_T es la frecuencia natural de las oscilaciones que siguen a las fluctuaciones de potencia de salida de la turbina.

- **Modelo del generador:** Para representar el generador existen dos formas usadas, la primera consiste en un modelo detallado de la máquina y el convertidor. La segunda consiste en un modelo simplificado. Este modelo es usado para estudios de estabilidad, agrupa al generador y al convertidor, cuya función principal es proveer una interfaz entre la red y el aerogenerador. Las ecuaciones mecánicas del generador no son incluidas en este subsistema y se desprecia la dinámica del flujo para reflejar la respuesta rápida del convertidor de potencia [1].

El resultado es una fuente de corriente detrás de una reactancia equivalente, la cual calcula la corriente requerida que se inyectará a la red en respuesta a los comandos enviados por los sistemas de control. Las componentes reales e imaginarias de esta corriente son obtenidas mediante la potencia activa de referencia y mediante la reactancia equivalente que representa al aerogenerador y el voltaje deseado a partir del sistema de control de potencia reactiva. Para completar el comportamiento del modelo como interfaz entre la red y el modelo, es necesario realizar una transformación matemática [13]. Es importante mencionar que este modelo reducido es únicamente válido para los siguientes estudios:

- i. Estudios de estabilidad a corto plazo.

- ii. Estudios de estabilidad transitoria con disturbios eléctricos fuera del parque, no es válido para fallas dentro del mismo.
- iii. Para estudios sin cambios severos en la frecuencia.

Al igual es importante mencionar que el modelo se inicia mediante las condiciones iniciales obtenidas de flujos de potencia. Otra característica importante a mencionar es la ausencia de variables de estado mecánicas del rotor, las cuales están incluidas en el modelo de la turbina eólica (modelo aerodinámico y modelo mecánico).

Como se mencionó previamente, el convertidor está incluido en esta parte del modelo. La fuente de corriente detrás de una reactancia recibe dos comandos de control: la componente que proviene del control de potencia activa y la del control de potencia reactiva. Estas componentes determinan la corriente que se inyectar.

Modelo del sistema de control: Para efectos del presente trabajo, destacan los controles de potencia activa y reactiva de los modelos de aerogeneradores. La regulación de voltaje (control de potencia reactiva) se realiza mediante una comparación entre el voltaje en terminales y el voltaje en el nodo que se planea regular, el cual es obtenido de las condiciones iniciales de flujos de potencia y se utiliza como voltaje de referencia.

El **control del ángulo de las aspas** tiene como objetivo principal regular la potencia mecánica extraída del viento. Cuando la velocidad del viento se incrementa, la potencia mecánica comienza a incrementarse. En el momento que la potencia alcance su valor nominal, este sistema de control debe regular dicho ángulo (aumentar) para mantener constante la potencia mecánica en su valor nominal. Un comportamiento similar se observa cuando la velocidad del viento comienza a disminuir, de igual forma se regula el ángulo (se reduce) para intentar mantener la potencia en su valor nominal. El sistema de control del ángulo de aspas compara la velocidad angular del generador con una velocidad angular de referencia. Mediante la comparación de estas velocidades se obtiene un error, el cual es utilizado para variar el ángulo de las aspas mediante un controlador proporcional.

El **control de la velocidad mecánica del rotor** es el encargado de obtener la velocidad mecánica requerida, para cada valor de la velocidad del viento, que permite obtener la máxima potencia generada. Este control interactúa con el control de potencia activa, el cual utiliza una potencia de referencia, que es generada por este control a partir de las curvas $P-\omega$.

El convertidor cuenta con dos lazos de control, el de potencia activa y el de potencia reactiva, los cuales están conectados a la fuente de corriente controlada que se mencionó en la sección anterior. Dentro de este modelo del sistema de control existe una gran cantidad de constantes de tiempo, las cuales están asociadas a diferentes tipos de retrasos en el sistema, dependiendo en que parte del sistema de control se encuentren. Los principales son los retrasos en mediciones, comunicaciones entre sistemas y el retraso en la respuesta del convertidor de potencia.

- **Protecciones del sistema:** Este sistema modela los esquemas de control de la protección de alta/baja frecuencia y alto/bajo voltaje, este modelo controla un interruptor en el circuito del equipo eléctrico. Los tiempos de desconexión y los límites de protección se obtienen de mediciones en las terminales de la máquina.

- **Equipo eléctrico:** Este sistema modela cualquier equipo eléctrico acoplado al generador y que no esté incluido en los demás sistemas, principalmente el transformador montado en el aerogenerador, el cual es modelado mediante una impedancia constante.

Finalmente, cabe destacar que los modelos genéricos cuentan con la ventaja de estar estandarizados y ayudar en el ámbito de la investigación. Al ser modelos libres, permiten realizar simulaciones dinámicas para análisis de estabilidad sin la necesidad de contar con el modelo específico proporcionado por el fabricante. La principal desventaja es el campo de aplicación, como se mencionó antes, son modelos válidos para simulaciones dinámicas a corto plazo.

2.4 INTEGRACIÓN DE LA GENERACIÓN EÓLICA A LAS REDES ELÉCTRICAS

Los sistemas eléctricos de potencia están compuestos por plantas generadoras, centros de consumo (cargas) y redes de transmisión y distribución. Éste debe satisfacer la carga manteniendo un balance de potencia, es decir, que la energía generada por todas las plantas sea igual a la energía consumida por los usuarios en todos los instantes de tiempo, más las pérdidas. Para llevar a cabo esta tarea existen organismos encargados de la operación y control del sistema eléctrico (en el caso de México es el Centro Nacional de Control de la Energía, CENACE), dichos organismos son los encargados de operar la red de forma óptima, en otras palabras, satisfacer el balance de potencia al menor costo posible. Para ello, realizan una clasificación de las plantas generadoras dependiendo de su costo de generación y de sus características de operación, para ayudar en el control de la operación. Actualmente, la mayoría de estos organismos considera a las tecnologías de generación renovable son consideradas con un costo de generación de cero, por lo tanto, siempre que se tengan disponibles deben de otorgárseles la facilidad de inyectar su potencia generada a la red, además deben participar en la regulación de frecuencia y en el control del voltaje en el punto de conexión para mantener una operación confiable en el sistema eléctrico [5].

2.4.1 Configuraciones de los parques eólicos

A partir de la conformación del convertidor (sus tres partes principales: inversor-enlace de corriente directa-rectificador) existen diferentes tipos de topologías para la conformación de un parque eólico. La figura 2.5 muestra la interconexión de dicha estructura al sistema eléctrico. Para este trabajo, se utilizó la estructura de control completamente descentralizada [1] mostrada en la figura 2.6.

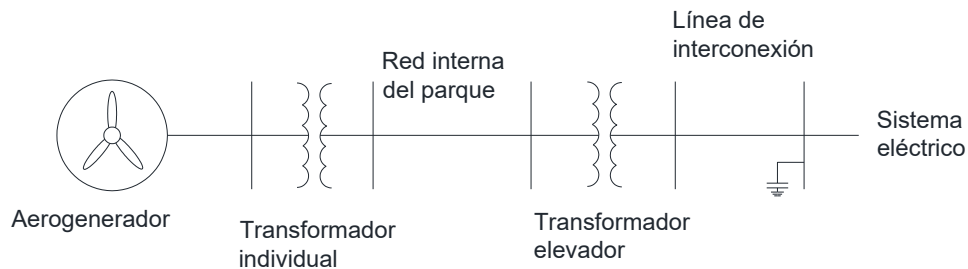


Figura 2.5: Configuración típica de los parques eólicos

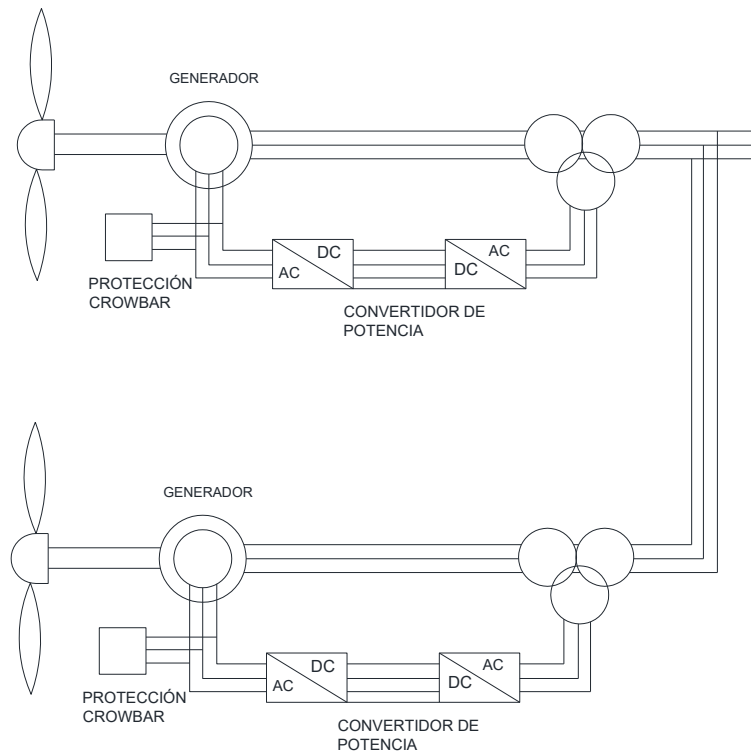


Figura 2.6: Estructura de control completamente descentralizada con una red de CA [1].

La **estructura de control completamente descentralizada** es la topología más utilizada actualmente y en la cual cada aerogenerador tiene su propio convertidor de frecuencia. La salida de cada uno está conectada a una red de corriente alterna interna del parque mediante un transformador individual, dicha red interna es de media tensión. La red de media tensión interna está a su vez conectada a la red eléctrica mediante un transformador elevador, éste eleva el voltaje a nivel de transmisión (figura 2.6). La gran ventaja de esta configuración es que cada aerogenerador opera a sus valores óptimos de velocidad, es decir, donde extrae más potencia y tiene mayor eficiencia.

Existen otros tipos de topologías utilizadas en los parques eólicos destinadas a reducir costos con la dimensión del convertidor o para parques eólicos mar adentro, sin embargo, en este trabajo no se utilizó ninguna de esas configuraciones [1].

2.4.2 Requisitos de conexión y código de red

Un código de red establece los requisitos mínimos necesarios para la adecuada conexión y operación de una planta generadora a la red eléctrica [1]. Considerando factores como nivel de tensión de la red en el punto de conexión, capacidad nominal de la planta, diseño, equipo de control, protecciones, etc. Estos estándares provienen principalmente de organizaciones como la IEEE y el IEC, generalmente todos los códigos de red de diferentes países se basan en sus normas con el fin de tratar de unificar criterios y son actualizados constantemente. En términos generales podemos decir que un código de red establece los siguientes requisitos para la conexión de un parque eólico.

i) Tensión en el punto de conexión

Este apartado se puede resumir en dos puntos claves:

- Parques eólicos conectados a las redes con voltaje inferior a 100 kV: Contiene las guías, recomendaciones y requisitos para conectar parques eólicos a la red de medio y bajo voltaje, independientemente del diseño del aerogenerador, asegurando la calidad de la energía y la confiabilidad del suministro.
- Parques eólicos conectados a las redes con voltaje superior a 100 kV: Contiene las guías, recomendaciones y requisitos para conectar parques eólicos a la red de transmisión, incluyendo la tolerancia a fallas, soporte dinámico de potencia reactiva, modelado del parque y sistema de comunicaciones.

En México, la comisión federal de electricidad (C.F.E.) ha creado el documento denominado *“Requerimientos para interconexión de aerogeneradores al sistema eléctrico mexicano”* en el cual se establecen las reglas necesarias para reducir los efectos de la intermitencia del viento sobre la calidad de frecuencia, tensión y otros problemas eléctricos. Este documento toma en cuenta los estándares de la serie IEC-61400, los cuales especifican todo lo relacionado con sistemas de generación eólica [5].

En el código de red mexicano, los dos puntos anteriormente mencionados se reducen a uno, es decir, sólo se describen los requisitos mínimos para instalaciones conectadas a 115 KV y mayores. Para los objetivos de esta tesis, es necesario citar los puntos 4.1 y 5.5 de dicho código enfocados en el soporte de potencia reactiva y de voltaje en el punto de interconexión [5]:

“4.1 Potencia reactiva

Para colaborar en el control de tensión en el punto de interconexión, el parque de generación debe tener la capacidad de producción y absorción de potencia reactiva como requerimiento para transmitir su potencia activa y ajustar los reactivos del parque a solicitud del Operador del sistema (CENACE). Debe tener las opciones de control de voltaje y de control de factor de potencia en el rango de 0.95 en atraso o adelanto.

En estado permanente el parque de generación debe operar y mantenerse conectado ante fluctuaciones que no excedan un rango de $\pm 5\%$ de Tensión nominal y hasta un $\pm 10\%$ en condiciones de emergencia.”

“5.5 Operación del parque de generación ante fallas externas y en el punto de interconexión

El parque de generación deberá tener la capacidad de soportar fallas transitorias externas y en el punto de interconexión sin desconectarse del sistema eléctrico, debido al abatimiento de la tensión por la falla y su recuperación a un nivel estable de postfalla, manteniendo su equipo de compensación de potencia reactiva conectado.

Los tipos de falla y tiempos de duración de falla en el punto de interconexión se describen en la siguiente tabla y en la figura se muestra el hueco de tensión que incluye efectos de fallas en el punto de interconexión y externas que debe soportar el parque de generación eólico sin desconectarse de la red eléctrica.

Tabla 2.2: Duración de cada falla de acuerdo al código de red

Tipo de falla	Tiempo máximo de duración de falla
Falla trifásica a tierra	150 ms
Bifásica con o sin conexión a tierra	150 ms
Monofásica a tierra	150 ms

Una vez liberada la falla, el sistema eléctrico se recuperará al 80% de la tensión en un tiempo de 1000 ms del inicio de falla, con la participación de todos los elementos conectados al sistema eléctrico, ante esto el parque aerogenerador no deberá dispararse.

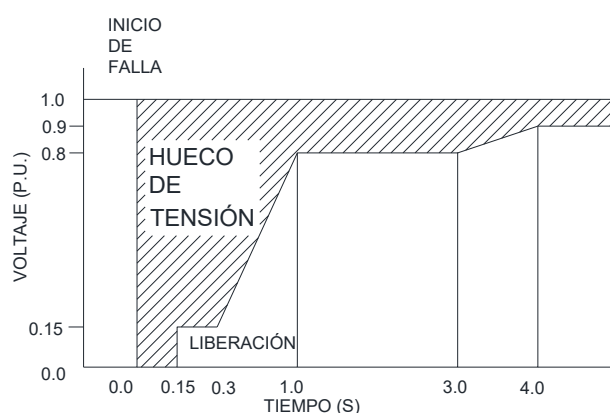


Figura 2.7: Hueco de tensión establecido en el código de red.

El parque de generación deberá permanecer conectado al sistema en las siguientes condiciones:

- Dos fallas trifásicas en el intervalo de dos minutos.
- Dos fallas bifásicas en el intervalo de dos minutos.
- Dos fallas monofásicas en el intervalo de dos minutos.

En condiciones de falla en el punto de interconexión y mientras se mantenga sin liberarse, los consumos de potencia activa por los aerogeneradores deberán ser mínimos, asimismo ser congruentes con la tecnología aplicada de aerogeneradores; los valores permitidos máximos se definirán para cada caso.”

ii) Participación como elemento activo en el sistema

Los parques eólicos conectados a la red ya no pueden considerarse elementos pasivos de la red. Los nuevos diseños de los aerogeneradores y la inclusión de la electrónica de potencia, aunado a los nuevos sistemas de control y supervisión permiten que los parques eólicos puedan participar como reguladores de frecuencia y dar soporte al voltaje en el punto de conexión.

A. Control de frecuencia

Cuando un sistema eléctrico de potencia opera en sincronismo, implica que todos los generadores conectados a la red tienen la misma frecuencia nominal. La frecuencia, entonces, es un reflejo del cumplimiento del balance energético ($P_G = P_L$), incluyendo las pérdidas y por lo tanto, cualquier variación en la frecuencia significa que el balance no se cumple. Si la frecuencia aumenta, significa que la potencia generada es mayor que la potencia demandada en ese instante ($P_G > P_L$), por el contrario, si la frecuencia disminuye de su valor nominal significa que la potencia generada no es suficiente para cubrir la potencia demandada ($P_G < P_L$). Las centrales generadoras de la red pueden clasificarse, de acuerdo a su capacidad para controlar la frecuencia, en:

- Control primario: Estas plantas son capaces de ajustar su potencia (incrementar o reducir su generación) para evitar cambios drásticos de frecuencia (respuesta de 5 a 30 segundos).
- Control secundario: Restauran el valor de frecuencia y liberan el control primario, usualmente son capaces de variar su capacidad nominal de 15 a 20%. (respuesta de 10 a 15 minutos)

Los parques eólicos deben ser capaces de regular la frecuencia del sistema y tener cierta reserva de potencia para condiciones de pérdida de generación y así poder satisfacer el balance energético. Un método utilizado para apoyar con cierta "reserva rodante" en los parques eólicos es operar bajo la máxima capacidad nominal de potencia para el caso de bajas frecuencias. Para el caso de altas frecuencias se giran las aspas del rotor para ajustar la salida de potencia del aerogenerador.

B. Control de voltaje

Una de los requisitos más importantes para la operación adecuada del sistema eléctrico es mantener los voltajes dentro de límites cercanos al valor nominal (normalmente $\pm 5\%$), para ello se han diseñado diferentes estrategias y dispositivos que permitan cumplir dicho requisito. En los sistemas de transmisión hay dos formas principales para realizar el control de voltaje, la primera es a través de las plantas generadoras y la segunda es mediante dispositivos diseñados para tal fin (ejemplo: dispositivos FACTS).

La conexión de grandes parques eólicos a la red de transmisión provocará que los flujos de potencia cambien constantemente en función de la velocidad del viento (ecuación 2.1 y 2.3), si dicho parque está compuesto por aerogeneradores con máquinas de inducción la potencia reactiva sufrirá una variación importante, afectando el voltaje de la red. Lo anterior es debido a que en un sistema de transmisión las reactancias inductivas (X) serán mayores que la resistencia (esto es la relación X/R del sistema), provocando así que los flujos de potencia reactiva afecten al voltaje en mayor medida. Por lo anterior, es necesario que los aerogeneradores que componen a un parque eólico cuenten con controles adecuados del flujo de potencia reactiva y, además, exista la presencia de otros dispositivos que den soporte a dicho control. Actualmente los tipos más comerciales de aerogeneradores cuentan con características de control de frecuencia y voltaje, cumpliendo así con los requisitos establecidos en el código de red. Para realizar la selección de un aerogenerador es necesario analizar cuidadosamente los beneficios técnicos de cada tipo mediante análisis estáticos y dinámicos, a partir de dichos resultados debe hacerse un estudio de costo-beneficio.

3. EQUIVALENTE DINÁMICO DEL PARQUE EÓLICO

3.1 INTRODUCCIÓN

Un parque eólico está compuesto por una varios aerogeneradores interconectados a través de una red eléctrica interna. Dicho conjunto, dependiendo de sus características, puede tener un impacto adverso en la red, para evitar esto es necesario realizar simulaciones para predecir su comportamiento y evaluar este impacto. Sin embargo, la representación de todos los componentes de un parque eólico es impráctica y, en el caso de las simulaciones dinámicas, pueden llegar a consumir un tiempo considerable para la resolución de las ecuaciones que representan el comportamiento dinámico de cada componente del parque eólico. Una práctica recomendable es obtener una representación equivalente del parque, con el fin de simplificar el análisis del sistema y reducir el tiempo de simulación. Actualmente se obtienen varios equivalentes a partir de agrupaciones de aerogeneradores, dichas agrupaciones son obtenidas a partir de la velocidad de operación del aerogenerador. El concepto de equivalente toma una mayor importancia cuando se analizan sistemas eléctricos de gran tamaño.

3.2 REPRESENTACIÓN EQUIVALENTE DE UN PARQUE EÓLICO

Es posible identificar de forma general una metodología o serie de pasos para obtener el equivalente de un parque eólico. Como se mencionó anteriormente, dentro de un parque eólico hay un conjunto de componentes: aerogeneradores, transformadores que elevan el voltaje de generación al de distribución en la red interna, los cables que conforman dicha red interna, transformadores que elevan el voltaje al nivel de transmisión, líneas de transmisión para interconectar el parque con la red y, en algunos casos, compensación reactiva. El objetivo de un equivalente es representar los elementos antes mencionados como uno solo o la menor cantidad posible. Cada elemento tiene su propia metodología para obtener el equivalente y será descrita a continuación.

3.2.1 Aerogenerador

El aerogenerador es el elemento que se encarga de convertir la energía cinética del viento en energía mecánica mediante la turbina y posteriormente en energía eléctrica, mediante el generador eléctrico. Para representar el conjunto de aerogeneradores como uno solo y que a su vez dicha representación sea adecuada para simulaciones dinámicas, es necesario definir el tipo y el modelo del aerogenerador equivalente a partir de la representación completa; basados en lo anterior, podemos establecer los siguientes criterios de agrupamiento de aerogeneradores:

1. Sólo se pueden agrupar aerogeneradores del mismo tipo (Tipo I, II, III y IV, de la tabla 2.1).
2. Sólo se deben agrupar aerogeneradores que se representen con el mismo modelo matemático [15].
3. Se deberá usar el modelo proporcionado por el fabricante si se cuenta con él, de lo contrario se podrán utilizar los modelos genéricos establecidos en el estándar IEC-61400-27 [4].

Estos criterios nos presentan los límites necesarios para obtener un equivalente adecuado. Sin embargo, difícilmente se podrá obtener un equivalente que se componga únicamente de una máquina y que proporcione resultados que sean exactos a los obtenidos con la representación

completa del parque [15]. En el presente trabajo se propone un criterio más de agrupación, el cual establece lo siguiente:

4. Se agruparán los aerogeneradores que operen a velocidades similares de viento.

Este criterio nos permite agrupar aerogeneradores que operen a velocidades iguales o similares [15], a partir de lo anterior, tendremos un conjunto de aerogeneradores con similares puntos de operación y la misma inyección de potencia.

Una vez agrupados los aerogeneradores, es necesario obtener los datos del equivalente a partir de la representación completa. El primer paso es obtener los valores nominales, el voltaje permanecerá igual en ambas representaciones y la potencia se obtendrá de la siguiente forma [18]:

- Si los aerogeneradores operan al mismo factor de potencia: Se obtendrá la potencia aparente como la sumatoria de las potencias aparentes de cada aerogenerador y la potencia reactiva se calculará con el factor de potencia.

$$S_{Neq} = N_G * S_N \quad (3.1)$$

donde S_{Neq} es la potencia aparente total del equivalente en MVA, S_N es la potencia aparente de cada aerogenerador y N_G es el número de aerogeneradores.

- Si los aerogeneradores operan a diferente factor de potencia: Se obtendrán las potencias activas y reactivas del equivalente como la sumatoria de las potencias individuales de cada aerogenerador.

$$P_{Neq} = N_G * P_N \quad (3.2)$$

$$Q_{Neq} = N_G * Q_N \quad (3.3)$$

donde P_{Neq} y Q_{Neq} son las potencias activa y reactiva del equivalente. P_N y Q_N son las potencias activa y reactiva de cada aerogenerador. La potencia aparente del equivalente se obtendrá a partir de las potencias activas y reactivas, con la siguiente ecuación.

$$S_{Neq} = P_{Neq} + jQ_{Neq} \quad (3.4)$$

El siguiente paso es determinar los parámetros de la máquina. La metodología para determinarlos dependerá del modelo utilizado para representar el generador eléctrico y, en este trabajo, se utilizó el modelo genérico que se mencionó en la sección 2.3.2, el cual consiste en una fuente de corriente detrás de una reactancia equivalente. El camino seguido para obtener la reactancia con la que se representará la máquina es a partir del circuito equivalente del generador de inducción mostrado en la figura 3.1. A partir de dicho circuito y de sus parámetros, se obtiene un equivalente de Norton. La impedancia del equivalente de Norton, será la que se utilice para representar cada máquina.

Una vez obtenida dicha reactancia y dependiendo de las unidades en que se encuentre (ohm o por unidad) se obtendrá la reactancia utilizada para el modelo equivalente que se obtendrá a partir de cada agrupación de aerogeneradores.

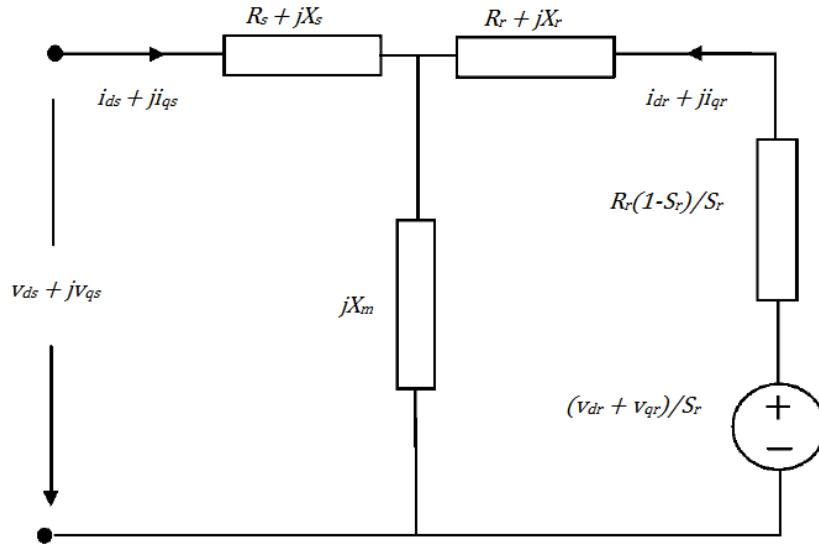


Figura 3.1: Circuito equivalente de un generador de inducción.

donde V_g es el voltaje en terminales del generador en Volts, X_m es la reactancia de magnetización, X_{ls} y X_{lr} son las reactancias de dispersión del rotor y el estator, la suma de ambas es la reactancia de estator X_s . R_s y R_r son las resistencias del estator y rotor. Todas las unidades pueden estar en ohm o por unidad. Como se mencionó anteriormente, la reactancia del estator está dada por:

$$X_s = X_{ls} + X_{lr} \quad (3.5)$$

El modelo genérico mediante el cual se va a representar la máquina consiste de un modelo reducido, compuesto de una fuente de corriente controlada por los diversos sistemas de control de los otros subsistemas del modelo, detrás de una reactancia equivalente que representa al aerogenerador. Esta reactancia se encuentra en el sistema por unidad y, por lo tanto, si ya se cuenta con ella es suficiente para representar a cada aerogenerador o al equivalente que se haya agrupado. Si no se cuenta con dicho valor, a partir de las reactancias de la máquina se puede obtener una reactancia transitoria y utilizarla con el mismo modelo de una fuente controlada de corriente, la forma para calcular esa reactancia es con la siguiente fórmula:

$$X'_s = X_{ls} + \frac{X_m X_{lr}}{X_m + X_{lr}} \quad (3.6)$$

donde X'_s es la reactancia transitoria de cada aerogenerador. La ecuación anterior se puede utilizar en unidades óhmicas o sistema por unidad. Si se utilizan unidades óhmicas, el resultado habrá que convertirlo al sistema por unidad sobre los valores base de la máquina para utilizarlo en el modelo. Otro parámetro necesario será la inercia equivalente, la forma para obtenerla dependerá de las unidades de dicho parámetro. Si la inercia se tiene en el sistema por unidad, el valor del equivalente será el mismo que el de cada unidad. Si la inercia se encuentra en segundos, se calcula de la siguiente forma:

$$H_{eq} = H * N \quad (3.7)$$

donde H_{eq} es la constante de inercia equivalente en segundos, H es la constante de inercia de cada máquina en segundos y N es el número de aerogeneradores del equivalente.

Por último, los parámetros de los sistemas de control permanecen sin cambio alguno. Esto se debe a que se encuentran en el sistema por unidad. Por lo tanto, a cada aerogenerador equivalente se le asigna un controlador, cuyos parámetros son los mismos que los de cada unidad.

Con base en el cuarto criterio propuesto, en el presente trabajo se utiliza la metodología propuesta en [16], en la cual se considera el efecto de la estela y como afecta a las filas traseras del parque eólico. En dicha metodología se consideran las pérdidas por el efecto estela para obtener la velocidad del viento una vez que ha pasado a través de un aerogenerador; la nueva velocidad se utilizará como la velocidad de entrada a las siguientes filas de aerogeneradores. Para ello se utilizó un modelo desarrollado por el Laboratorio Nacional de Dinamarca [30], el cual toma en cuenta el modelo de Jensen para determinar la velocidad en cada línea de la distribución de aerogeneradores del parque eólico. El algoritmo de la metodología propuesta en [16] se puede generalizar en los siguientes pasos:

- 1) Definir la rugosidad del terreno: la rugosidad afecta la velocidad del viento y, por lo tanto, hay que considerar los factores de corrección dependiendo de características de rugosidad del terreno, alturas o zonas montañosas. Para este trabajo se consideró un valor de rugosidad de $h_o[m]=0.0024$, este valor corresponde a los sitios en Baja California Sur donde se hicieron las mediciones y se trata de terreno abierto.
- 2) Corrección de velocidad a la altura del buje: La velocidad del viento se incrementa con la altura, por lo que es necesario saber a qué altura se han realizado las mediciones de viento para poder decidir si se debe hacer una corrección y obtener la velocidad a la altura del buje del aerogenerador. Esta corrección se hace mediante el modelo del perfil logarítmico del viento, el cual está dado por:

$$v = v_{ref} * \left(\frac{\log\left(\frac{h}{h_o}\right)}{\log\left(\frac{h_{ref}}{h_o}\right)} \right) \quad (3.8)$$

donde v es la velocidad estimada del viento en m/s, v_{ref} es la velocidad de referencia en m/s, h es la altura a la que se desea estimar la velocidad del viento en m, h_{ref} es la altura de referencia en m y h_o es la longitud de la rugosidad.

- 3) Determinar la densidad: La densidad es uno de los principales factores para obtener la potencia que se puede extraer del viento y para determinarla se utiliza la siguiente ecuación, la cual toma en cuenta la altura sobre el nivel del mar del lugar donde estará el parque y la temperatura media.

$$\rho = 1.225 \exp \left[\left(\frac{-H_s}{8435} \right) - \left(\frac{T_m - 15}{288} \right) \right] \quad (3.9)$$

donde ρ es la densidad del aire en kg/m^3 , H_s es la altura del sitio en metros sobre el nivel del mar y T_m es la temperatura media en grados Celsius.

- 4) Distribución del parque: Para poder tomar en cuenta las pérdidas por el efecto estela es indispensable conocer la distribución de los aerogeneradores así como su clase y

emplazamiento. En el presente trabajo se tomará una clase II (velocidad media entre 7.5 y 8.5 m/s) y la distribución será de filas escalonadas para los dos parques eólicos que se propondrán, como se muestran en la figura 3.2.

- 5) Pérdidas por distribución: El principal limitante para la distribución de los aerogeneradores es el área disponible y el relieve de dicha área. El relieve es considerado mediante la corrección de la velocidad. La distribución nos dará un arreglo de filas de aerogeneradores, los aerogeneradores que reciben directamente el viento incidente no se verán afectados, sin embargo, sobre las filas posteriores incidirá una velocidad de viento menor. La velocidad en las filas posteriores se puede calcular mediante la fórmula propuesta por el Laboratorio Nacional de Dinamarca [30], la cual toma en cuenta el modelo de Jensen, y es:

$$v_i = v_{in} \left[1 - (1 - \sqrt{1 - C_t}) \left(\frac{D}{D + 2kX} \right)^2 \right]^i \quad (3.10)$$

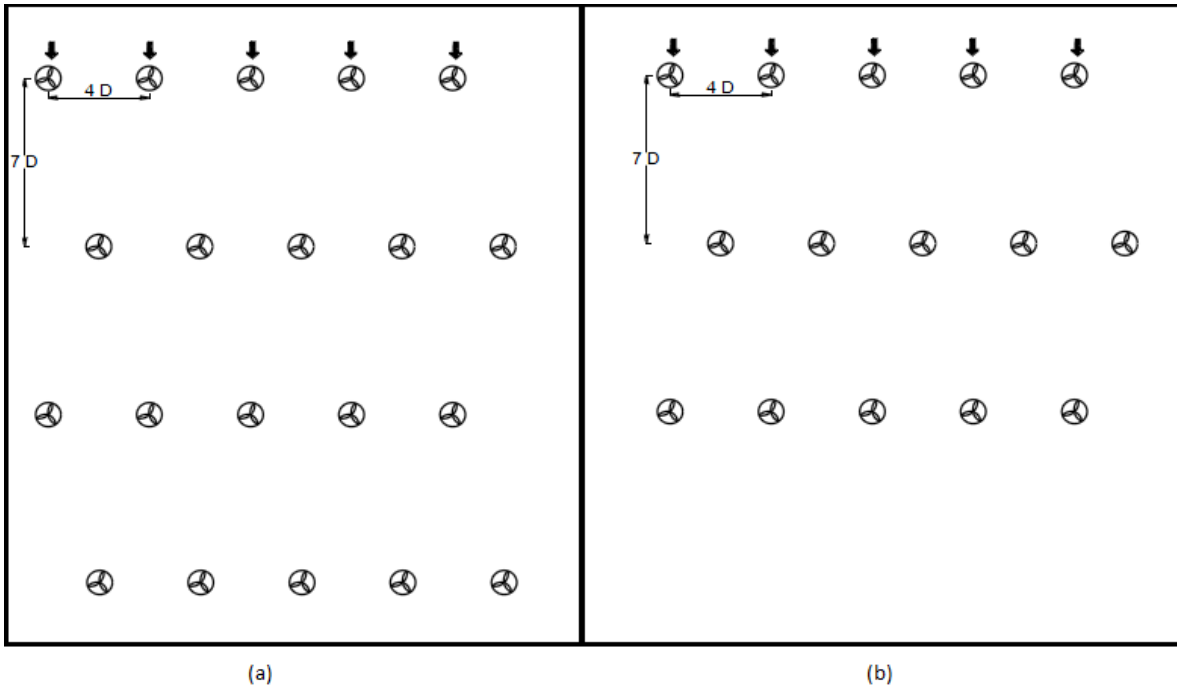


Figura 3.2: (a) Distribución escalonada 4X5 propuesta para el parque eólico Mar Azul, (b) Distribución escalonada 3X5 propuesta para el parque eólico San Hilario

donde C_t es el coeficiente de empuje, D es el diámetro del rotor en metros, X es la distancia axial en metros y k es la constante de abatimiento. La constante de abatimiento se puede calcular mediante la siguiente relación de alturas:

$$k = \frac{a}{\ln \left(\frac{h_b}{h_o} \right)} \quad (3.11)$$

El factor de inducción a se calcula con las velocidades del viento:

$$a = \frac{V_{ref} - V_h}{V_{ref}} \quad (3.12)$$

donde V_{ref} es la velocidad de referencia en m/s y V_h es la velocidad a la altura del buje. Finalmente, para poder aplicar la ecuación basada en el modelo de Jensen es necesario calcular el coeficiente de empuje C_t , el cual está relacionado directamente con la aerodinámica de la turbina y, por lo tanto, afecta la velocidad del viento. La función de dicho coeficiente depende del valor que tenga el factor de inducción, cuyo modelo es:

$$C_t = \begin{cases} 4a(1 - a), & a < 0.4 \\ 0.89 - \frac{0.2 - (a - 0.143)^2}{0.643} & a \geq 0.4 \end{cases} \quad (3.13)$$

Con los datos anteriores es posible calcular las velocidades en todas las filas del parque que se va a utilizar. El escalonamiento de los aerogeneradores es una forma de evitar que el efecto estela afecte de forma significativa a la velocidad del viento, una vez que ya ha pasado por una fila de aerogeneradores. En este trabajo, se realizó una suposición considerando suficiente la distancia entre filas para aseverar que, en la distribución escalonada, la segunda fila no se ve afectada por la estela de la primera, sin embargo, la tercera si se ve afectada al estar directamente detrás de la primera aunque a una mayor distancia.

Mediante la metodología anterior se obtuvieron las velocidades en todas las filas de los parques eólicos propuestos, permitiendo conocer así la potencia entregada por cada aerogenerador y, por lo tanto, su punto de operación a través de la curva de potencia del aerogenerador. Considerando los puntos anteriores durante la etapa de planeación, es posible estimar en promedio la potencia que entregará el parque a partir de las condiciones de viento del emplazamiento.

En el presente trabajo y, en lo sucesivo para obtención de equivalentes, se aplicaron todos los criterios mencionados, incluyendo el cuarto criterio para agrupar aquellos aerogeneradores que se encuentren a velocidades de vientos iguales o similares. La velocidad del viento de cada fila de aerogeneradores determinará la potencia que es entregada y, por lo tanto, afectará el equivalente de los aerogeneradores.

3.2.2 Red interna

El modelo equivalente de la red interna del parque es representado por el modelo π de una línea de transmisión, el cual consta de una impedancia (con su parte resistiva y su parte reactiva) y dos capacitancias en derivación en cada extremo de la impedancia.

La obtención del modelo equivalente toma en cuenta las características topológicas del parque, las caídas de tensión y las pérdidas dentro de la red. La metodología a seguir es la propuesta en [4], la cual toma en cuenta las siguientes consideraciones:

- La inyección de corriente de cada aerogenerador es igual en magnitud y ángulo.

- El voltaje en los nodos de la red interna es 1 p.u. debido a la potencia reactiva generada por los elementos en derivación.
- La operación de los aerogeneradores se encuentra en el rango de 0.95 en atraso o adelanto.
- Como se mencionó anteriormente, el equivalente se representará a través del modelo π de una línea de transmisión. El efecto de la capacitancia en derivación no se considerará hasta obtener la impedancia equivalente, una vez obtenido el valor de dicha capacitancia en derivación será concentrado en los extremos de la impedancia obtenida.

Dependiendo de la topología del parque pueden encontrarse diferentes formas de obtener el equivalente, las principales topologías son [4]:

- a. Serie: Consiste en una serie de líneas divididas en segmentos mediante buses, en cada uno de ellos se conecta un aerogenerador y esto provoca que, a partir de cada segmento, el conductor transporte más corriente. Esta es raramente utilizada en la práctica, por lo que no es utilizada en este trabajo.
- b. Paralelo: Los aerogeneradores se conectan en ramas compuestas de líneas y transformadores, conectadas a un bus (figura 3.3).
- c. Serie-Paralelo: Combinación de las anteriores, tampoco es utilizada en este trabajo.

Cada una de las configuraciones antes mencionadas tendrá su propia deducción matemática y ecuación. En este trabajo se utilizó la configuración paralelo, mostrada en la figura 3.3 y su equivalente, mostrado en la figura 3.4.

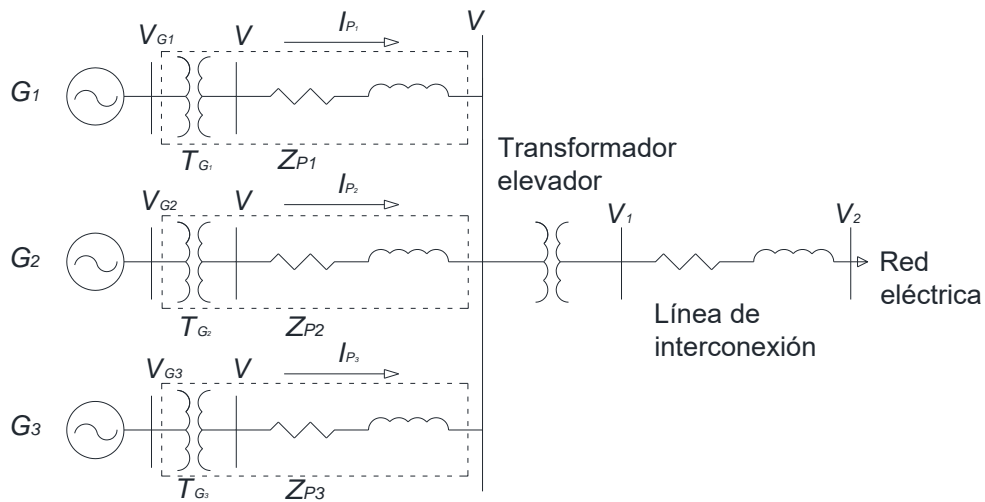


Figura 3.3: Configuración en paralelo

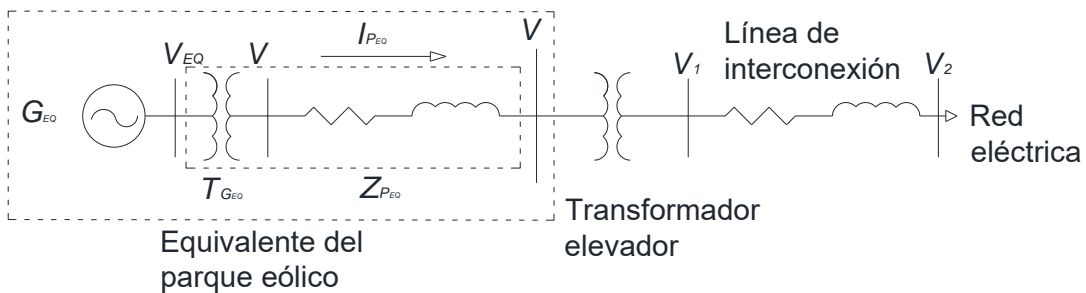


Figura 3.4: Equivalente de la configuración en paralelo

A partir de la figura anterior, se plantean las caídas de voltaje a través de las impedancias.

$$\Delta V_{Z_{P_1}} = I_{P_1} Z_{P_1} = \left(\frac{S_1}{V} \right) Z_{P_1} = \frac{Z_{P_1}}{V} (P_1) \quad (3.14)$$

$$\Delta V_{Z_{P_2}} = I_{P_2} Z_{P_2} = \frac{Z_{P_2}}{V} (P_2) \quad (3.15)$$

$$\Delta V_{Z_{P_3}} = I_{P_3} Z_{P_3} = \frac{Z_{P_3}}{V} (P_3) \quad (3.16)$$

Las pérdidas en cada impedancia están dadas por:

$$S_{PER-Z_{P_1}} = \Delta V_{Z_{P_1}} I_{Z_{P_1}}^* = \frac{P_1^2}{VV^*} Z_{P_1} \quad (3.17)$$

$$S_{PER-Z_{P_2}} = \Delta V_{Z_{P_2}} I_{Z_{P_2}}^* = \frac{P_2^2}{VV^*} Z_{P_2} \quad (3.18)$$

$$S_{PER-Z_{P_3}} = \Delta V_{Z_{P_3}} I_{Z_{P_3}}^* = \frac{P_3^2}{VV^*} Z_{P_3} \quad (3.19)$$

donde las corrientes $I_{Z_{P_1}}$, $I_{Z_{P_2}}$ e $I_{Z_{P_3}}$ son las que fluyen a través de las impedancias Z_{P_1} , Z_{P_2} y Z_{P_3} . Las pérdidas totales de la red interna se calculan sumando las pérdidas de cada línea, de manera que:

$$S_{PER-Tot} = \frac{1}{VV^*} (P_1^2 Z_{P_1} + P_2^2 Z_{P_2} + P_3^2 Z_{P_3}) \quad (3.20)$$

También se plantea la caída de voltaje y las pérdidas en el equivalente de la figura:

$$\Delta V_{Z_P} = I_P Z_P = (I_{P_1} + I_{P_2} + I_{P_3}) Z_{PEQ} \quad (3.21)$$

$$\Delta V_{Z_P} = I_P Z_P = \frac{(P_1 + P_2 + P_3)}{V} Z_{PEQ} \quad (3.22)$$

$$S_{Per-Eq} = \Delta V_{Z_P} I_P^* = \frac{(P_1 + P_2 + P_3)}{VV^*} Z_{PEQ} \quad (3.23)$$

Las pérdidas del sistema completo, así como las del sistema equivalente deben ser iguales, por lo tanto se puede igualar:

$$\frac{1}{VV^*} (P_1^2 Z_{P_1} + P_2^2 Z_{P_2} + P_3^2 Z_{P_3}) = \frac{(P_1 + P_2 + P_3)^2}{VV^*} Z_{PEQ} \quad (3.24)$$

Donde Z_p es la impedancia equivalente en paralelo y queda:

$$Z_{PEQ} = \frac{P_1^2 Z_{P_1} + P_2^2 Z_{P_2} + P_3^2 Z_{P_3}}{(P_1 + P_2 + P_3)^2} \quad (3.25)$$

De forma general, la ecuación anterior queda de la siguiente forma:

$$Z_{PEQ} = \frac{\sum_{i=1}^j P_i^2 Z_{Pi}}{(\sum_{i=1}^j P_i)^2} \quad (3.26)$$

donde j es el número de ramas, P_i es la potencia inyectada en cada rama y Z_{Pi} es la impedancia de cada rama.

3.2.3 Transformador

El transformador es otro dispositivo que necesita adecuarse a la representación equivalente. La reducción de la impedancia del transformador se realizará de la misma forma que se reduce la red interna, dependiendo de la topología y el número de unidades [4]. En el trabajo actual la reducción se realiza a una configuración en paralelo y, asumiendo que los transformadores son iguales, la impedancia se puede tratar de dos formas:

- a) Si la impedancia se encuentra en unidades óhmicas: el valor de impedancia de un transformador se dividirá entre el número de unidades en paralelo.

$$Z_{Teq} = \frac{Z_T}{N_T} \quad (3.27)$$

donde N_T es el número de transformadores en paralelo, Z_T es la impedancia de cada transformador en ohms y Z_{Teq} es la impedancia del equivalente en ohms.

- b) Si la impedancia se encuentra en el sistema por unidad: el valor de impedancia del equivalente es igual en por unidad al de un solo transformador.

$$Z_{Teq} = Z_T \quad (3.28)$$

La potencia del transformador equivalente se calcula sumando las potencias individuales de cada transformador y considerando lo siguiente:

- a) Si los transformadores operan al mismo factor de potencia: se suman las potencias aparentes de cada transformador y con el factor de potencia se calcula la potencia reactiva.

$$S_{Teq} = N_T * S_T \quad (3.29)$$

- b) Si los transformadores operan a diferente factor de potencia: se suman las potencias activas, reactivas y aparentes propias de cada transformador a su correspondiente factor de potencia.

$$P_{Teq} = N_T * P_T \quad (3.30)$$

$$Q_{Teq} = N_T * Q_T \quad (3.31)$$

donde P_T y P_{Teq} son las potencias activas de cada unidad y del equivalente en MW, Q_T y Q_{Teq} son las potencias reactivas de cada unidad y del equivalente en MVar. La potencia aparente de obtendrá mediante la ecuación 3.30.

$$S_{Teq} = P_{Teq} + jQ_{Teq} \quad (3.32)$$

3.2.4 Límites de soporte de potencia reactiva

Considerando lo mencionado en el código de red [5] sobre soporte de potencia reactiva, participación como elemento activo de la red y aunado al rango de operación del factor de potencia de los aerogeneradores (0.95 en atraso y adelante), los límites de potencia reactiva del aerogenerador equivalente se determinaran mediante las ecuaciones 3.31 y 3.32.

$$Q_{min} = S_{Rated} * \tan(\cos^{-1}(0.95)) \quad (3.33)$$

$$Q_{max} = S_{Rated} * \tan(\cos^{-1}(0.95)) \quad (3.34)$$

donde S_{Rated} es la potencia aparente nominal del aerogenerador, Q_{min} y Q_{max} son los límites mínimos y máximos, respectivamente, de potencia reactiva. Es importante mencionar que, debido a los efectos de la red interna del parque, algunos aerogeneradores alcanzaran sus límites de voltaje antes de alcanzar los límites de potencia reactiva.

3.3 PARQUES EÓLICOS PROPUESTOS PARA LOS CASOS DE ESTUDIO

3.3.1 Descripción de los parques eólicos propuestos

Los parques eólicos propuestos para este trabajo, se muestran en las figuras 3.5 y 3.6. Dichas figuras muestran la topología de los parques eólicos y algunas características como los voltajes nominales en los buses, además del nombre de dichos buses. Las características de cada parque propuesto, así como la metodología utilizada para obtener el equivalente se describirán a continuación.

La primera propuesta es un parque eólico (figura 3.4) de 15 aerogeneradores, cuyos valores nominales son de 2 MW de potencia y 0.69KV, por lo tanto, la potencia nominal del parque es 30 MW. Los aerogeneradores se encuentran en configuración paralelo y con una distribución escalonada. Éstos se encuentran conectados a una red eléctrica interna de media tensión de 34.5 KV, a través de un transformador elevador tipo pedestal colocado en la góndola de cada aerogenerador. Este transformador se consideró de 2.1 MVA con una impedancia de 6% [31] y una relación de transformación de 0.69 KV/34.5KV.

El transformador elevador a nivel de planta se consideró de 33 MVA, con una impedancia de 12% [31] y una relación de transformación de 115 KV/34.5 KV. El parque eólico propuesto se interconectará mediante una línea de transmisión de 14 km, una resistencia de 0.119 ohm/km y una reactancia de 0.476 ohm/km, al ser una línea corta no se consideró el efecto de las admitancias en derivación del modelo π nominal.

El segundo parque eólico propuesto en este trabajo es el mostrado en la figura 3.6, éste cuenta con 20 aerogeneradores en configuración paralelo y con una distribución escalonada. Los elementos internos del parque eólico, como son los aerogeneradores, transformadores tipo pedestal y cables de media tensión, tienen los mismos parámetros que los utilizados en el primer parque eólico propuesto. La potencia nominal de este parque es de 40 MW.

La interconexión del parque se realiza a través de un transformador de potencia de 45 MVA, impedancia de 16% y una relación de transformación de 115 KVA/34.5 KVA. La línea de transmisión utilizada tiene una longitud de 22 km, una resistencia de 0.093 ohm/km y una reactancia de 0.389 ohm/km.

En el capítulo 4, el primer parque eólico propuesto se denominará parque San Hilario, mientras que el segundo se llamará parque Mar Azul.

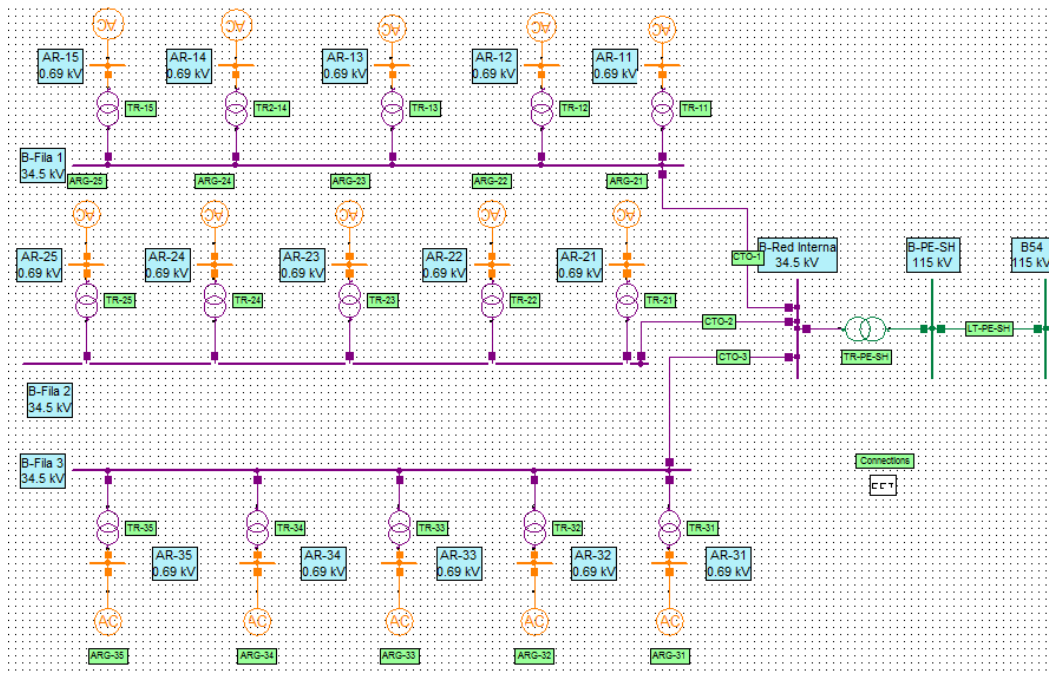


Figura 3.5: Primer parque eólico propuesto (San Hilario).

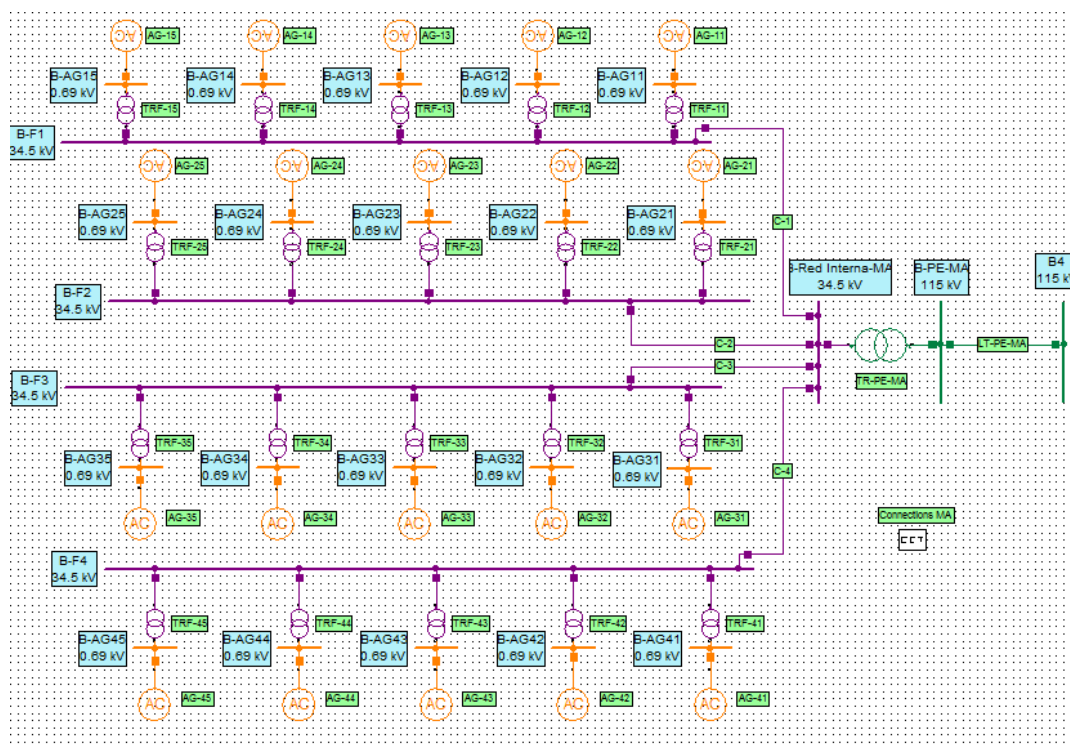


Figura 3.6: Segundo parque eólico propuesto (Mar Azul).

3.3.2 Obtención del modelo equivalente del primer parque eólico propuesto

El primer paso para obtener el modelo equivalente del parque eólico consiste en agrupar los aerogeneradores, en este caso se agruparon los que operan a la misma velocidad de viento. El punto de partida para lograr lo anterior, mediante la metodología utilizada en este trabajo, es conocer la velocidad promedio del viento en el lugar de emplazamiento y las condiciones del terreno, a partir de estos se podrá conocer la velocidad de viento en todos los aerogeneradores. Es importante mencionar que los datos utilizados, pertenecen al sitio de emplazamiento donde se propone instalar el parque en Baja California Sur, el cual se detallará en el siguiente capítulo.

El primer paso consiste en definir la rugosidad del terreno, ya que el relieve del sitio de emplazamiento afectará la velocidad del viento, para el primer parque eólico se considero un terreno abierto con una rugosidad de $h_o=0.0024$ m. El segundo paso consiste en realizar un ajuste para obtener la velocidad del viento a la altura del buje del aerogenerador, dicho ajuste es necesario cuando las mediciones se realizaron a una altura distinta a la altura del buje. Para este caso la velocidad del viento promedio se conoce a la altura del buje (100 m) y su valor es de 7.87 m/s [8].

El tercer paso nos permite obtener la densidad del viento en función de la altura sobre el nivel del mar del sitio de emplazamiento y la temperatura media anual. Si no se cuentan con los datos precisos del sitio de emplazamiento, se debe considerar la densidad del aire de 1.225 kg/m^3 , este valor fue el utilizado en este trabajo. La distribución de los parques será de 3 filas por 5 columnas, utilizando una distribución escalonada. Las distancias entre aerogeneradores serán de cuatro diámetros entre columnas y siete diámetros entre filas, con el fin de mitigar el efecto estela y evitar que afecte a otros aerogeneradores.

El último paso es obtener la velocidad del viento en cada fila mediante la ecuación 3.10, los datos utilizados para resolver dicha ecuación son 90 m de diámetro y una distancia axial de 630 m. Para obtener la constante de abatimiento de la ecuación 3.11 se utiliza la rugosidad del terreno descrita en el primer paso ($h_o=0.0024$ m) y una h_b igual a 100 m, que es la altura del buje. En el caso del factor de inducción utilizado en la ecuación 3.10, es necesario calcularlo mediante la ecuación 3.12, en este trabajo se utilizó la velocidad media a la altura del buje, descritas en el paso dos para cada parque propuesto, y como velocidad de referencia se utilizó el valor de 21.13 m/s, este valor es la máxima diferencia entre el valor promedio de velocidad y la velocidad máxima registrada. Con los datos anteriores se pueden calcular el factor de inducción, obteniéndose como resultado 0.6275. El último valor necesario para poder utilizar la ecuación 3.10 es el coeficiente de empuje, el cual se calcula mediante la ecuación 3.13 y depende del valor del factor de inducción, en el parque propuesto el factor de inducción es superior a 0.4 y, por lo tanto, se utilizó la segunda parte de la ecuación 3.13 para factores de inducción mayores o iguales a 0.4. Con los datos anteriores, el coeficiente de empuje es 0.944028.

Una vez obtenidos los datos mencionados anteriormente se utilizó la ecuación 3.10 para calcular la velocidad del viento en todas las filas de aerogeneradores. Al utilizar arreglos escalonados, como los mostrados en la figura 3.1, la estela de los aerogeneradores de la primera fila no afecta de forma significativa a los aerogeneradores de la segunda fila, por lo tanto, se considera que la velocidad es la misma [16]. En el caso de la tercera fila, esta se localiza en la parte trasera de la primera fila y es afectada por la estela del primer aerogenerador, sin embargo, las distancias consideradas entre filas de aerogeneradores ayudan a mitigar el impacto de la estela en las filas siguientes. Aplicando la ecuación 3.9 con los datos obtenidos, las velocidades de viento para cada parque propuesto son los mostrados en la siguiente tabla:

Tabla 3.1: Velocidades de viento en cada fila del parque propuesto.

Fila	Velocidad de viento (m/s)
1	7.87
2	7.87
3	7.0378

A través del modelo aerodinámico del aerogenerador se calcula la potencia que se extrae del viento, utilizando las velocidades de la tabla 3.1 y la densidad calculada, si se conocen los datos necesarios. Se agrupan los aerogeneradores de acuerdo a su velocidad de viento (tres agrupamientos) y se obtienen los parámetros del aerogenerador equivalente. En primer lugar obtenemos sus valores nominales de potencia activa, reactiva y aparente, además de sus límites de potencia reactiva. El aerogenerador utilizado en este trabajo es de 2 MW y opera en un rango de factor de potencia de 0.95 en adelanto y atraso, a partir de lo anterior sabemos que se potencia aparente nominal es 2.1 MVA. A partir de lo anterior y de la ecuación 3.1, podemos obtener los valores de potencia del equivalente, el cual consiste de cinco aerogeneradores y son los mostrados en la tabla 3.2:

Tabla 3.2: Valores de potencia de un modelo equivalente de cinco aerogeneradores.

Variable	Valor del modelo equivalente de cinco aerogeneradores
Potencia activa	10 MW
Potencia reactiva	3.2786 MVAR
Potencia aparente	10.5 MVA
Factor de potencia	0.95 (adelanto o atraso)

El siguiente paso consiste en calcular el valor de la reactancia equivalente del modelo del generador/convertidor, para ello se utilizaron los parámetros mostrados en la siguiente tabla.

Tabla 3.3: Parámetros del generador eléctrico.

Variable	Ohm	Por unidad ($V_{BASE}=0.69$ KV y $S_{BASE}=2$ MW)
Reactancia de magnetización	0.5760	2.4196
Reactancia de dispersión del rotor	0.0310	0.1302
Reactancia de dispersión del estator	0.0340	0.1428

La reactancia equivalente se obtiene mediante la ecuación 3.6, dando como resultado una reactancia de $X_s'=0.0635 \Omega$ o $X_s'=0.2663$ por unidad, para cada aerogenerador. Si el modelo equivalente se maneja en unidades óhmicas, el valor de la reactancia deberá dividirse entre el número de aerogeneradores. En el caso del sistema por unidad, el valor será el mismo para ambos modelos. Para el parque propuesto, se realizaron tres agrupaciones de cinco aerogeneradores, por lo tanto, tres equivalentes. La inercia equivalente se mantuvo en el mismo valor de 4.34 pu.

El equivalente de la red interna de un parque eólico en configuración paralelo se obtiene mediante la metodología mostrada en la sección 3.2.2, para ello se utilizó la ecuación 3.25 con el fin de obtener la impedancia equivalente. Para obtener dicho equivalente se utilizaron los siguientes datos:

Tabla 3.4: Parámetros del cable de media tensión de la red interna del parque.

Cable de 35 KV	
Resistencia	0.076 Ω /km
Reactancia	0.19 Ω /km
Susceptancia	105.55751x10 ⁻⁶ S/km

En el parque eólico propuesto, los equivalentes se realizaron por fila y, por lo tanto, se deben agrupar cinco aerogeneradores y sus respectivos cables de interconexión con cada bus. Para ello se tomó una distancia relativamente corta (200 m) y, multiplicándola por el valor de resistencia y reactancia en Ω /km, se obtuvo el valor la impedancia equivalente de la red interna. Para lograr lo anterior, se utilizó la ecuación 3.24, con una $P_f=2$ MW, quedando como resultado una impedancia equivalente de $Z_{eq}=(0.00304 + j0.0076) \Omega$. Al igual que en el caso de los aerogeneradores, el parque propuesto tendrá tres equivalentes de la red interna.

En el caso del transformador, se utilizó una impedancia 0.06 por unidad [31] y, de acuerdo a lo mencionado en la sección 3.2.3, la impedancia del equivalente en el sistema por unidad tiene el mismo valor. En cuanto al valor de potencia aparente de cada transformador, se agrupan cinco transformadores para formar un equivalente. Cada transformador se consideró de 2.1 MVA, por lo tanto, el transformador equivalente será de 10.5 MVA. El primer parque (San Hilario) tiene tres equivalentes de los transformadores, mientras que el segundo parque (Mar Azul) tiene cuatro equivalentes. Cada aerogenerador equivalente tendrá unos límites de potencia reactiva de acuerdo a su potencia aparente nominal, la cual es de 10.5 MVA. De acuerdo a las ec. 3.31 y 3.32, los límites de potencia reactiva serán $Q_{max}=3.45$ MVar y $Q_{min}=-3.45$ MVar. La figura 3.7 muestra la reducción de la representación completa a un modelo que consta de tres equivalentes, el cual tiene los parámetros calculados en secciones previas.

3.3.3 Obtención del modelo equivalente del segundo parque eólico propuesto

El procedimiento para obtener el modelo equivalente del segundo parque eólico propuesto es idéntico al utilizado en el primer caso y se detalla a continuación. El primer paso es definir la rugosidad del terreno donde se localizará el parque eólico, para este caso se utilizó una rugosidad de $h_0=0.0002$ m. Para esta propuesta se utilizó una velocidad de viento promedio de 8.36 m/s. Al igual que el caso anterior se utilizó una densidad de 1.225 kg/m³. Se utilizó una distribución escalonada de cuatro filas por cinco columnas, la distancia entre los aerogeneradores será la misma que el caso anterior, cuatro diámetros entre columnas y siete entre filas. Se consideró la rugosidad del terreno, una distancia axial de 630 m, un diámetro de 90 m y considerando la altura del buje de 100 m para calcular la velocidad en las siguientes filas de aerogeneradores. El factor de inducción se calculó con la velocidad de viento promedio y una velocidad de referencia de 21.64 m/s, obteniéndose un valor de 0.6137. El último valor necesario para calcular las velocidades de los aerogeneradores en las filas posteriores es el coeficiente de empuje, al aplicar la ecuación 3.13 se obtiene un valor de 0.923527. Una vez aplicada la ecuación 3.10 se obtienen las siguientes velocidades en las filas de los aerogeneradores.

Tabla 3.5: Velocidades de viento en cada fila del parque propuesto.

Fila	Velocidad de viento (m/s)
1	8.36
2	8.36
3	7.2261
4	7.2261

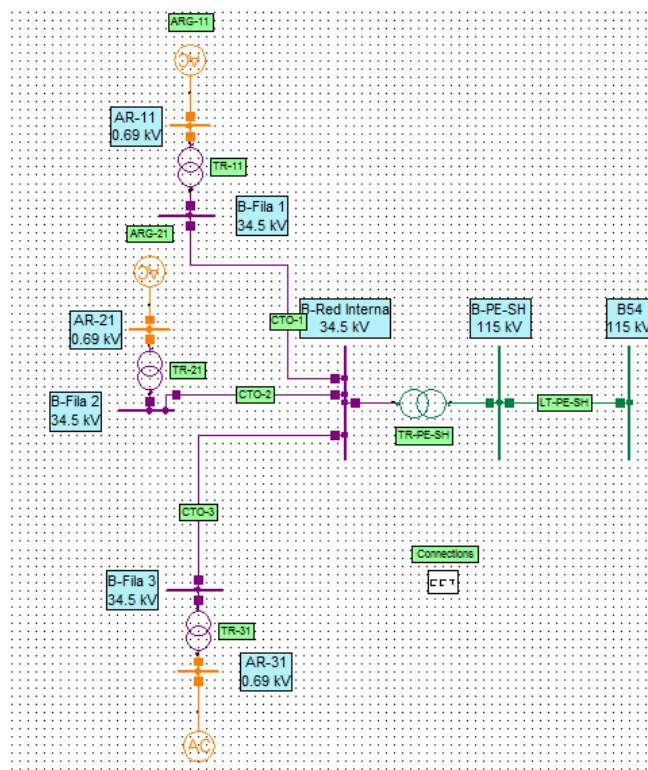


Figura 3.7: Modelo equivalente del primer parque propuesto (San Hilario).

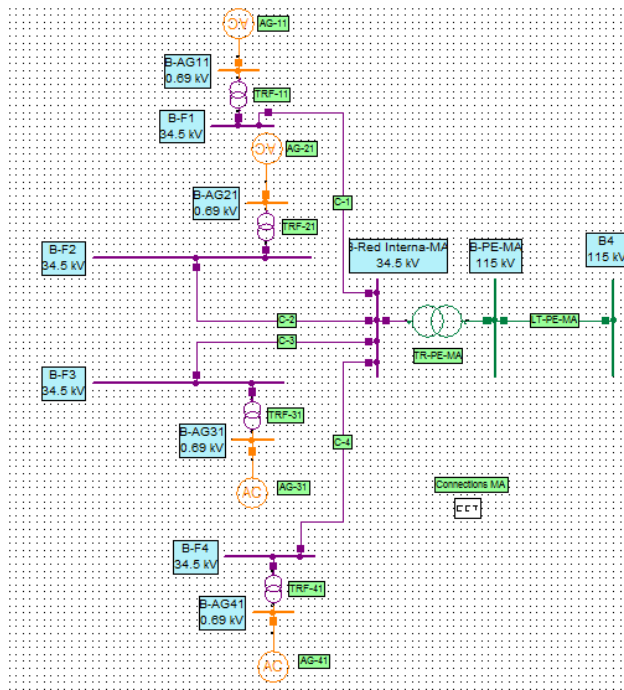


Figura 3.8: Modelo equivalente del segundo parque eólico propuesto (Mar Azul).

Los parámetros eléctricos del aerogenerador equivalente, el transformador equivalente y el equivalente de la red eléctrica interna son los mismos que se calcularon en el caso anterior y son mostrados en las tablas 3.2, 3.3 y 3.4.

3.4 INTEGRACIÓN DE LA GENERACIÓN EÓLICA EN LOS ANÁLISIS DINÁMICOS

Los principales aspectos dinámicos de integración de la generación eólica con la red eléctrica son los considerados en los modelos genéricos propuestos por el estándar IEC-61400-27 y mencionados en secciones anteriores:

- a) Modelo aerodinámico
- b) Modelo mecánico (incluye el control del ángulo de aspas)
- c) Modelo del generador
- d) Modelo de los controladores

En el presente trabajo, se analiza el aerogenerador tipo III (generador de inducción doblemente alimentado) y la integración de parques eólicos (conformados por este tipo de aerogeneradores) a la red eléctrica. La interconexión de un parque eólico al sistema eléctrico debe cumplir ciertos requisitos [5], dichos requisitos (hueco de voltaje en el punto de interconexión y participación en el control de voltaje) son accesibles por los aerogeneradores gracias a los componentes de electrónica de potencia y sus controladores, permitiendo que la calidad del voltaje no sea afectada de forma significativa por la variabilidad de la velocidad del viento.

De forma general, se puede plantear un algoritmo para mostrar lo realizado en los casos de estudio de este trabajo. Conjuntando los criterios mencionados en esta sección para agrupar los aerogeneradores y la forma en la que se obtienen los parámetros del equivalente, se prosiguió con la realización de simulaciones dinámicas y su comparación con los requisitos del código de red mexicano. A partir de lo anterior, se obtiene el siguiente diagrama de flujo. Éste muestra la metodología propuesta en el presente trabajo para realizar análisis dinámicos de la integración de parques eólicos a las redes eléctricas.

4. CASOS DE ESTUDIO

4.1 INTRODUCCIÓN

En este trabajo, se simularon los casos de estudio propuestos utilizando dos redes de prueba, con el objetivo de validar los resultados obtenidos. Primeramente se simularon ambas redes eléctricas sin considerar la generación eólica, éste fue denominado caso base y se utilizó como punto de comparación para los casos posteriores, en los cuales ya fue incluida la generación eólica.

La primera red analizada fue la red de prueba de cinco nodos, en la cual se simularon dos casos de estudio. El primer caso de estudio fue el denominado caso base y en el segundo caso de estudio se incorporó el primer parque eólico propuesto, simulando la red cuando se incorporaron el modelo completo del parque eólico y, posteriormente, el modelo equivalente. En ambos casos de estudio se simularon dos contingencias, estas contingencias fueron fallas trifásicas francas cuya diferencia fue la duración de la misma, la primera con una duración de 0.1 segundos (6 ciclos) y la segunda con una duración de 0.2 segundos (12 ciclos).

La segunda red que fue analizada en este trabajo fue la red eléctrica de Baja California Sur, en esta red se analizaron tres casos de estudio. El primero es el denominado caso base, mientras que el segundo fue incorporando los dos parques eólicos propuestos (los cuales toman el nombre de San Hilario y Mar Azul, debido al nombre de las localidades) que operan a su potencia nominal. El tercer caso consiste en el parque eólico operando a la velocidad de viento promedio anual, esta condición será la que se presente con mayor frecuencia en el año. En los tres casos de estudio se realizaron simulaciones de contingencias severas, estas contingencias consisten de fallas trifásicas francas, salida de generadores convencionales y fallas que cambian la topología de la red (salida de líneas de transmisión).

4.1 RED DE PRUEBA IEEE 5 NODOS

Primeramente, se simuló la red de prueba de cinco nodos [17]. Como su nombre lo indica, la red consta de cinco nodos unidos mediante siete líneas de transmisión, las cuales transportan la carga desde los dos generadores hacia los cuatro centros de carga. En la siguiente figura se muestra la topología de la red.

El primer paso fue obtener los resultados de las simulaciones en estado estacionario, presentados en [17] y mostrados en la figura 4.2. Estos resultados, muestran los flujos de potencia en las siete líneas de transmisión y las potencias inyectadas por cada generador, las magnitudes de voltaje y sus ángulos se muestran en la tabla 4.1.

Tabla 4.1: Magnitudes y ángulos de los voltajes nodales de la red de cinco nodos.

	North	South	Lake	Main	Elm
Magnitud de voltaje (p.u.)	1.06	1.00	0.9872	0.9841	0.9716
Ángulo (grados)	0.00	-2.06	-4.64	-4.96	-5.77

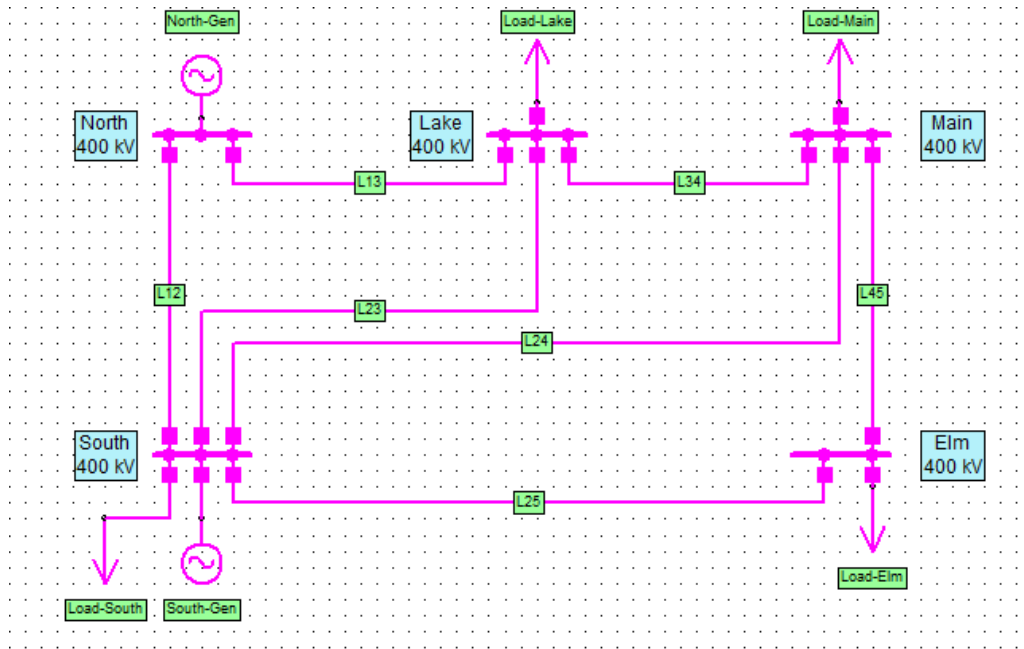


Figura 4.1: Red IEEE de 5 nodos [17].

Una vez obtenidos los resultados de flujos de potencia, se hicieron simulaciones dinámicas para el caso en el que la red no cuenta con generación eólica, el cual se denominó como caso base. Posteriormente, el sistema se analizó con la inclusión de un parque eólico de 30 MW y se observó el comportamiento de las variables principales de los elementos, el comportamiento de dichas variables se comparó con el caso base. En ambos casos se analizaron fallas francas (cortocircuito trifásico) con duración de 0.1 y 0.2 segundos [17].

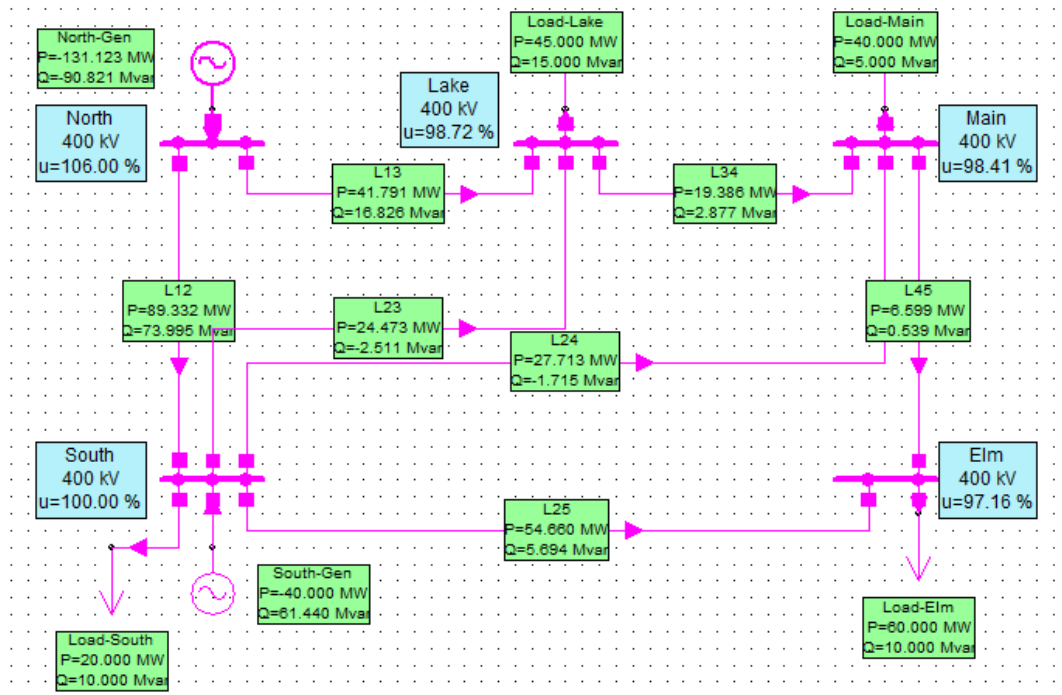


Figura 4.2: Resultados de flujos de potencia en la red de cinco nodos.

4.2 CASO BASE: RED DE PRUEBA SIN GENERACIÓN EÓLICA

La primera simulación del caso base se realizó considerando la red de pruebas original (fig. 4.1). La simulación consiste en realizar fallas trifásicas francas en el nodo South. Dos casos son estudiados, en el primero la falla es liberada después de 0.1 segundos (6 ciclos), mientras que en el segundo caso se libera en un tiempo de 0.2 segundos (12 ciclos). Los tiempos de duración se encuentran dentro del periodo transitorio, cuyo intervalo es de 2 a 30 ciclos. La idea de la realización de estas simulaciones es familiarizarse con el comportamiento natural de la red cuando es sometida a contingencias severas. Posteriormente, incorporar a la red el modelo de uno de los parques eólicos propuestos, tanto el modelo completo como el equivalente y analizar las diferencias al usar un equivalente contra usar el modelo completo. Se realizaron las mismas simulaciones, esto nos permite observar el mismo comportamiento de la red pero con la incorporación de generación de naturaleza variable.

4.2.1 Caso base: Falla de 0.1 segundos

La fig. 4.3 muestra el comportamiento de la magnitud de voltaje en los nodos del sistema. La presencia de un cortocircuito implica una caída de voltaje en todos los nodos, esto es debido a un incremento en la corriente que circula por el sistema durante el lapso de tiempo que dura la falla. El nodo más afectado es el nodo South, nodo en el cual ocurre la falla y cuyo voltaje cae a cero durante el tiempo que dura la misma.

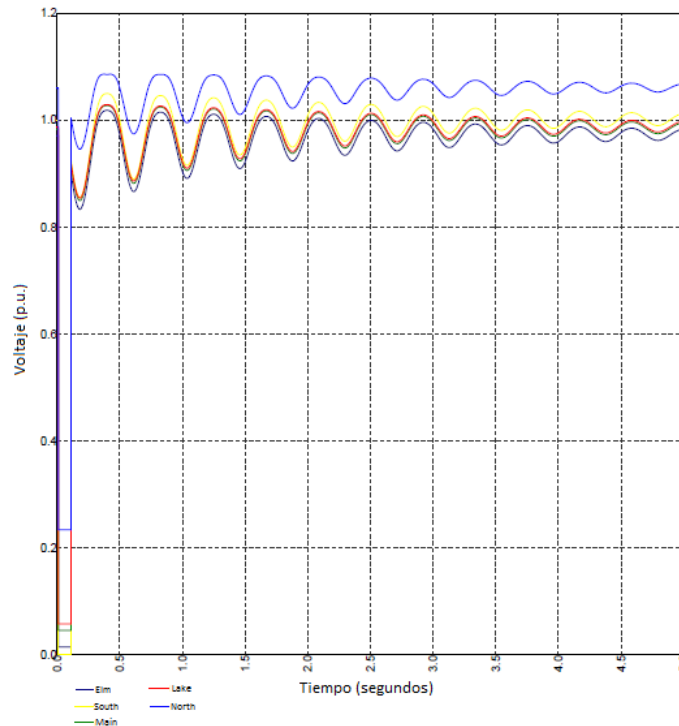


Figura 4.3: Respuesta en el tiempo de los voltajes nodales, sistema sometido a una falla trifásica de 0.1 segundos.

En la figura puede observarse que, una vez que la falla es liberada, los voltajes regresan a valores cercanos a los límites permitidos, sin embargo, estos voltajes nodales no se estabilizan de forma instantánea. Durante los primeros tres segundos, el voltaje presenta las oscilaciones más notables y

de mayor amplitud, las cuales comienzan a desaparecer y, en los segundos finales de la simulación, los voltajes nodales comienzan a estabilizarse en valores cercanos a la unidad. Mientras la falla está presente en la red, todos los voltajes nodales caen a valores cercanos a cero.

Una falla tendrá como consecuencia que los generadores sean afectados en su comportamiento, mostrado en las siguientes figuras y explicado a continuación. Las figuras 4.4 y 4.5 muestran el comportamiento de la velocidad angular y el ángulo del rotor de los generadores, respectivamente. La figura 4.4 muestra como ambos generadores sufren un aumento en su velocidad angular durante el periodo que la falla está presente, en ese intervalo la velocidad angular del generador del nodo South comienza a acelerarse rápidamente, apreciándose una rampa que es detenida en el momento que la falla se libra, permitiéndole a la máquina volver a operar de forma normal. La figura 4.5 muestra un comportamiento similar en el caso de los ángulos del rotor de cada máquina, el ángulo de la máquina en South oscila, dichas oscilaciones comienzan a reducir su magnitud.

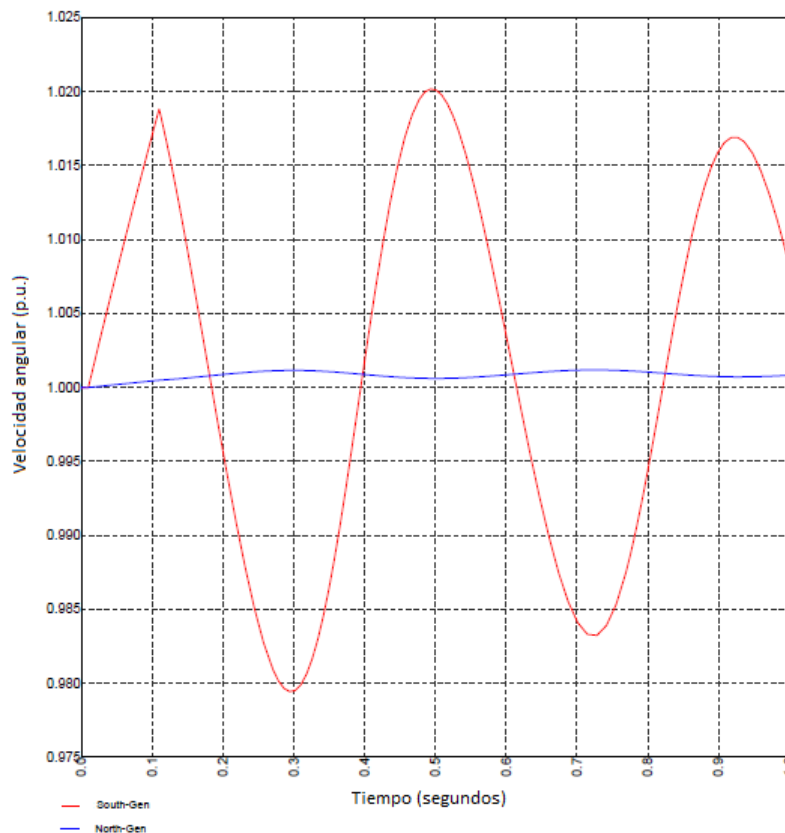


Figura 4.4: Velocidades angulares de ambos generadores, falla liberada a 0.1 segundos.

Las figuras 4.6 y 4.7 muestran el flujo de potencia activa y reactiva, respectivamente, a través de las líneas de transmisión. A partir de dichas figuras, se observa que el sistema queda perturbado después de la falla y las potencias oscilan de forma significativa, sin embargo, al igual que el voltaje las oscilaciones comienzan a desaparecer a medida que el tiempo transcurre. El caso crítico es la línea más cargada del sistema (línea 1-2), la cual tiene las oscilaciones de mayor amplitud, alcanzando un valor máximo de 1.59 por unidad, además es la línea cuyo flujo de potencia tarda más en estabilizarse alrededor de un valor (0.9 por unidad). El resto de las líneas de transmisión también presentan oscilaciones de menor magnitud y las se amortiguan más rápidamente. Un comportamiento similar ocurre en el caso del flujo de potencia reactiva.

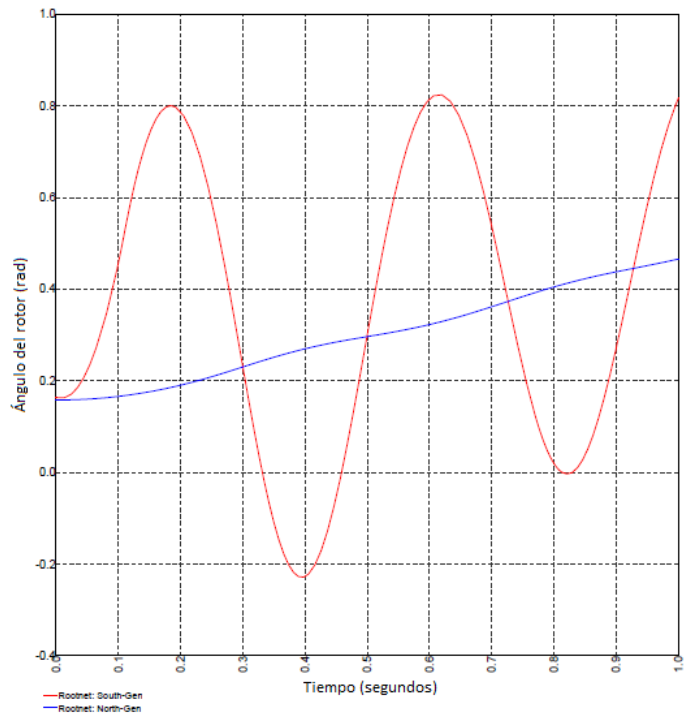


Figura 4.5: Ángulos de los rotores de ambos generadores, falla liberada a 0.1 segundos.

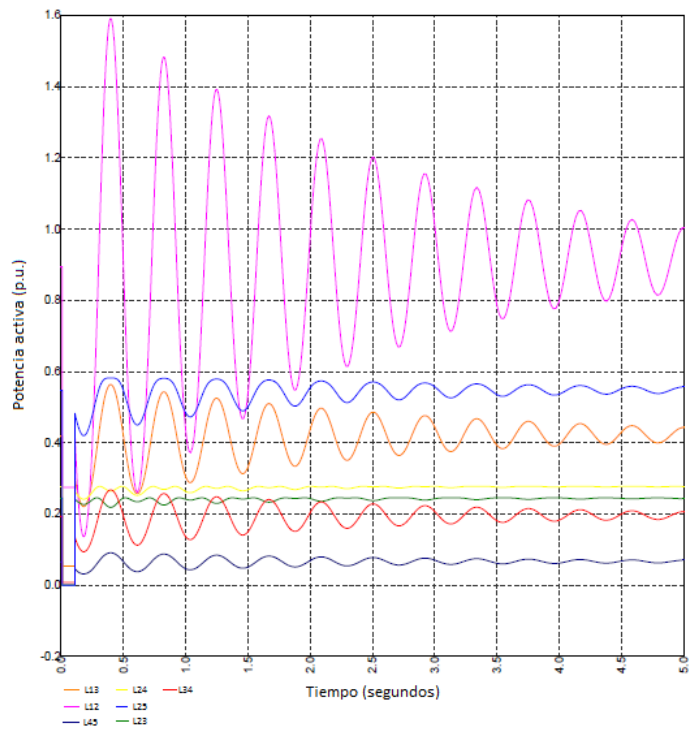


Figura 4.6: Flujo de potencia activa circulando por las líneas de transmisión, falla liberada a 0.1 segundos.

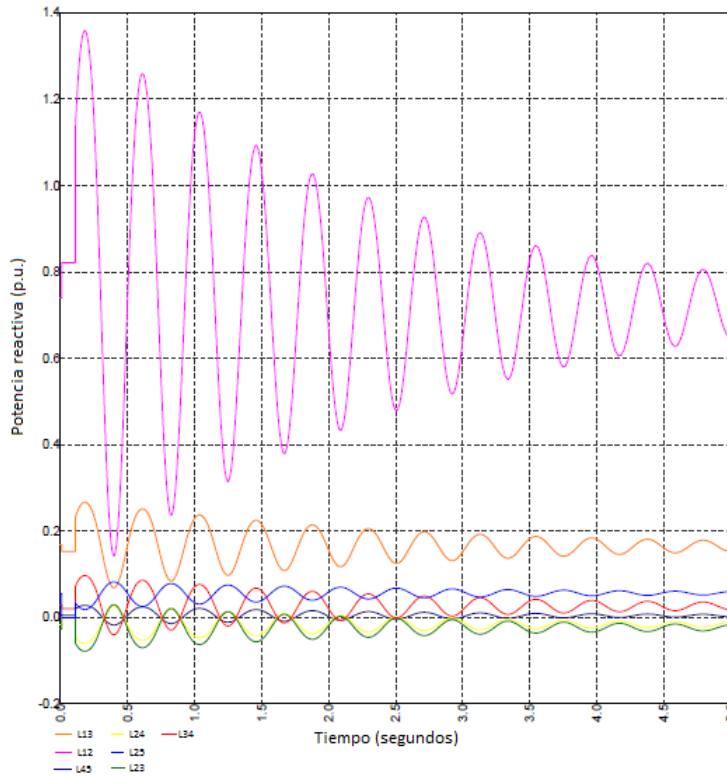


Figura 4.7: Flujo de potencia reactiva circulando por las líneas de transmisión, falla liberada a 0.1 segundos.

4.2.2 Caso base: Falla de 0.2 segundos

La segunda variación del caso base es exactamente igual que la anterior en cuanto a las condiciones operacionales del sistema, únicamente cambia la duración de la falla que se incrementa de 0.1 a 0.2 segundos (6 a 12 ciclos). En la siguiente gráfica se muestra el comportamiento de las magnitudes de voltajes nodales.

Al aumentar la duración de la falla, el sistema no logra reponerse de la perturbación. La figura 4.8 muestra como los voltajes nodales caen cuando está presente la falla, esto debido al incremento en la corriente durante el cortocircuito. Los voltajes nodales caen a valores inaceptables (alrededor de 0.1 por unidad) y, una vez liberada la falla en $t=0.21$ segundos, mantienen oscilaciones de gran amplitud, las cuales están en un intervalo de 0.1-1.1 por unidad. El sistema no llega a recuperarse del comportamiento perturbado, el cual se mantiene una vez que la falla es liberada y a lo largo de todo el tiempo de la simulación. Por lo tanto, el aumento en la duración de la falla vuelve al sistema inestable en términos de voltaje. En un caso real, las protecciones del sistema deberían operar y evitar que el sistema se comporte como se muestra en las gráficas.

Las figuras 4.9 y 4.10 muestran la velocidad y los ángulos del rotor, respectivamente, de los generadores. La figura 4.9 muestra como la velocidad angular del generador en el nodo South (donde ocurre la falla) se dispara y no regresa a su comportamiento normal. La misma situación es observada en la figura 4.10 con el ángulo del rotor, cuyo valor no deja de incrementarse. Por lo tanto, el sistema no puede alcanzar una operación estable luego de ser sometido a una contingencia de mayor duración.

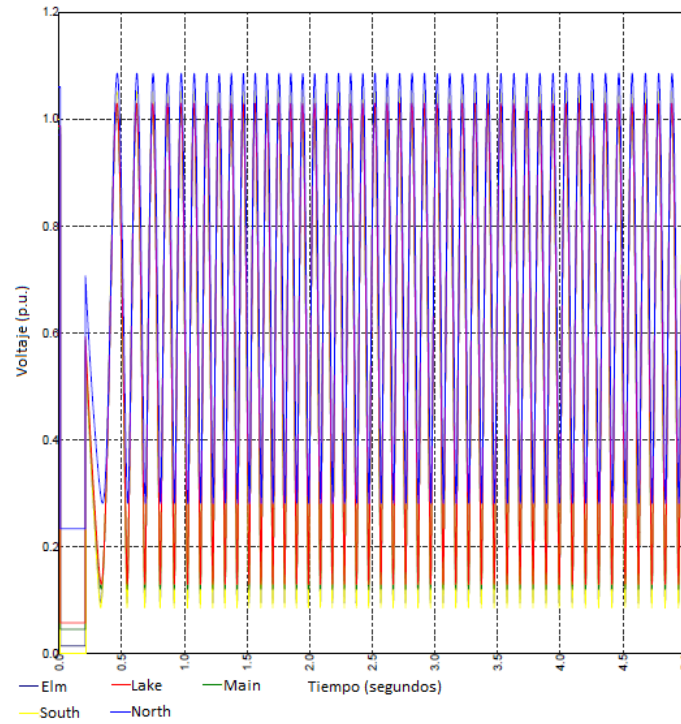


Figura 4.8: Respuesta en el tiempo de los voltajes nodales, sistema sometido a una falla trifásica de 0.2 segundos.

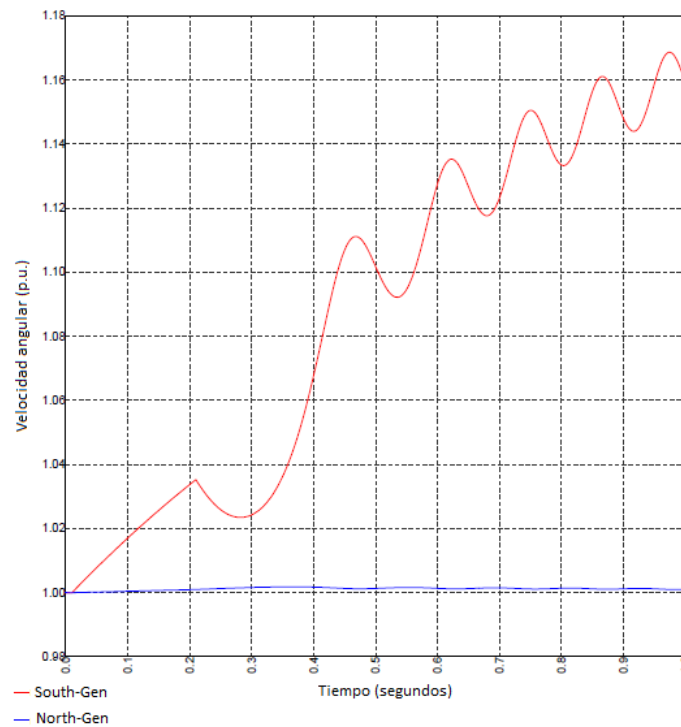


Figura 4.9: Velocidades angulares de ambos generadores, falla liberada en 0.2 segundos.

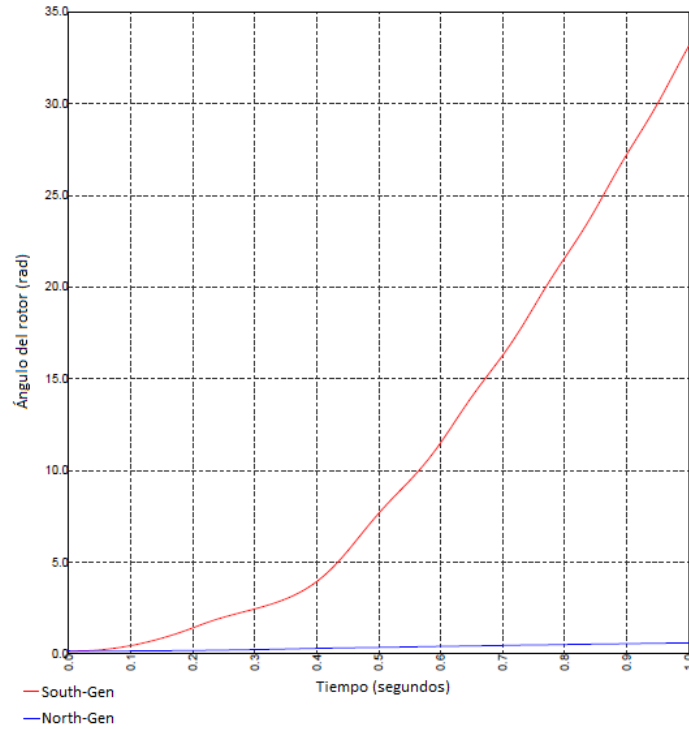


Figura 4.10: Ángulos de los rotores de ambos generadores, falla liberada en 0.2 segundos.

Las figuras 4.11 y 4.12 muestran las potencias activas y reactivas que fluyen a través de las líneas de transmisión.

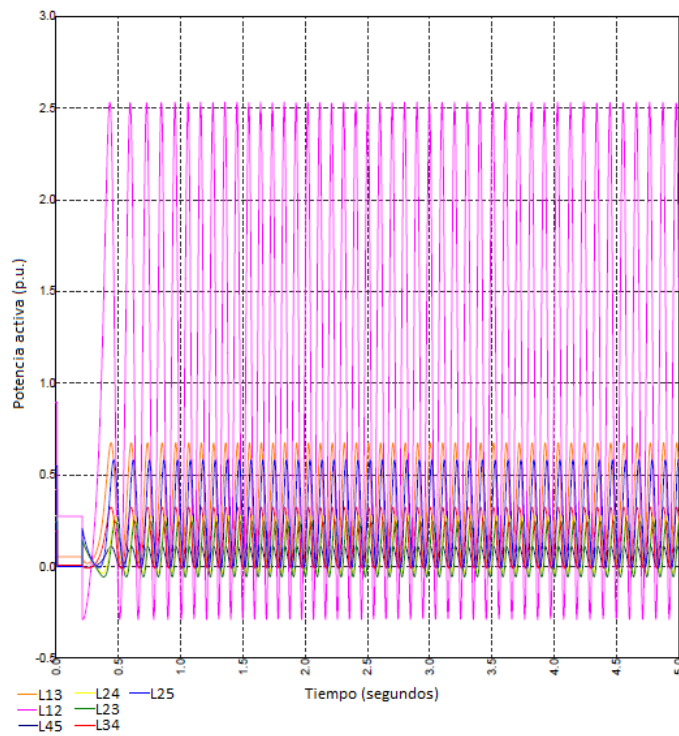


Figura 4.11: Flujo de potencia activa a través de las líneas de transmisión, falla liberada a 0.2 segundos.

La figura 4.11 muestra la potencia activa que fluye por las líneas, su valor se reduce significativamente en el lapso de tiempo que la falla está presente, una vez que la falla es liberada se observa un sistema que continúa perturbado y cuyas potencias oscilan a lo largo del periodo de tiempo simulado. Un comportamiento similar es observado en el caso de la potencia reactiva (fig.4.12), sin embargo, la diferencia radica en el aumento de la potencia reactiva que suministran los generadores y que fluye por las líneas.

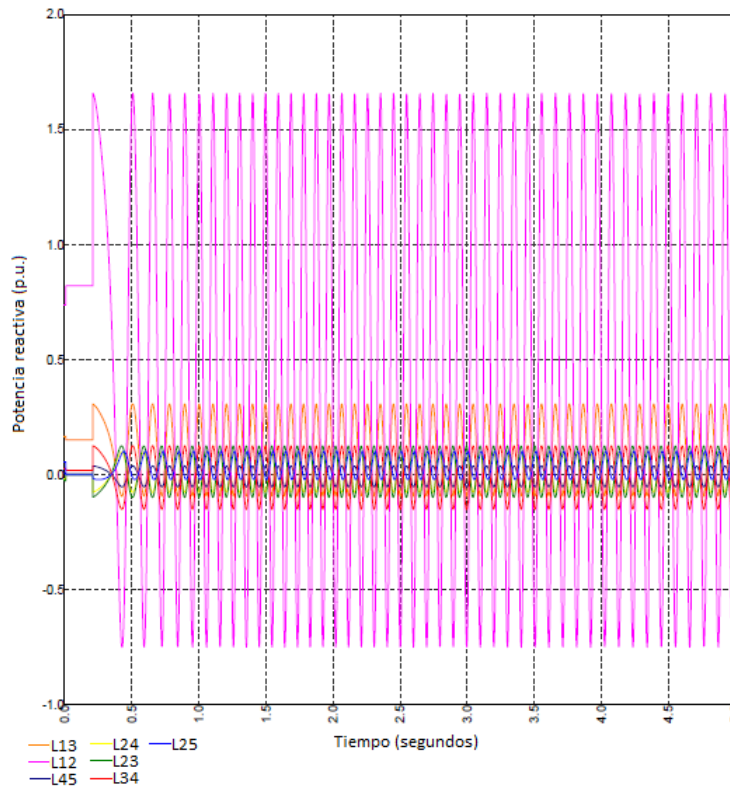


Figura 4.12: Flujos de potencia reactiva a través de las líneas de transmisión, falla liberada a 0.2 segundos.

4.3 CASO 1: RED DE PRUEBA CON PRESENCIA DE GENERACIÓN EÓLICA

El siguiente caso de estudio consiste en anexas un parque eólico de 30 MW de potencia activa a la red de prueba utilizada, para ello la línea del nodo Main a Elm se divide en dos partes iguales, el parque anexo es el propuesto para San Hilario, que consta de 15 aerogeneradores de 2 MW cada uno y con una distribución de tres filas escalonadas. La siguiente figura muestra la topología de la red cuando se anexa el parque.

Las líneas obtenidas de la división de la línea entre Main y Elm son exactamente iguales, consisten de la mitad de la impedancia de la línea original. El parque se conecta a la red mediante un transformador, el cual eleva el voltaje de la red interna del parque (media tensión) al voltaje de transmisión de la red de prueba (alta tensión).

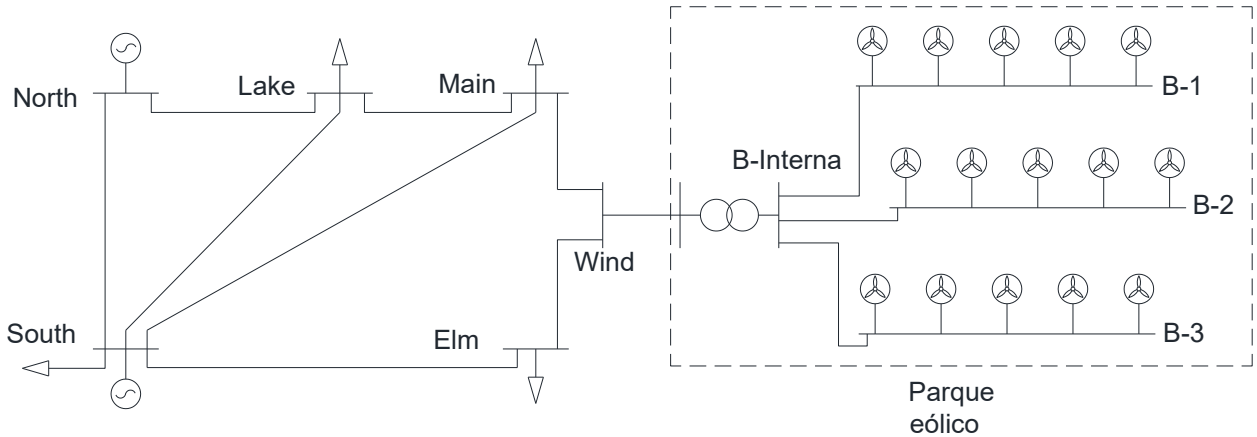


Figura 4.13: Topología propuesta de la red de cinco nodos anexando generación eólica.

A la mitad de la línea antes mencionada se coloca el nodo Wind, al cual se conectará el parque eólico propuesto. Dicho parque está compuesto por 15 aerogeneradores, cuya disposición es de tres filas de cinco aerogeneradores y, con el objetivo de reducir las pérdidas por efecto estela, las filas se escalonaron, como se muestra en la figura 4.14. La topología del parque es la misma que la utilizada en el parque San Hilario (fig. 3.5). Al igual que el caso base, se realizaron simulaciones para fallas con diferente duración (0.1 y 0.2 segundos), además se realizaron diversas simulaciones con el fin de encontrar el tiempo máximo que podía durar la falla antes de que el sistema violara los límites establecidos por el código de red.

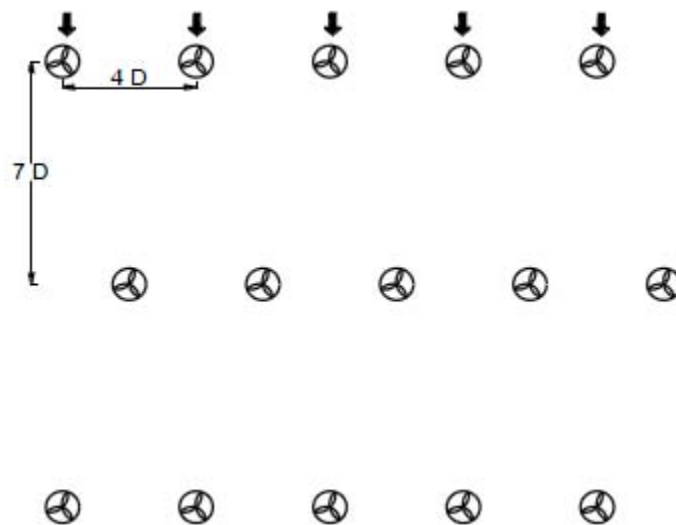


Figura 4.14: Distribución de los aerogeneradores del parque.

La figura 4.15 y 4.16 muestran los resultados de flujos de potencia en la red eléctrica y de la red interna del parque eólico, respectivamente.

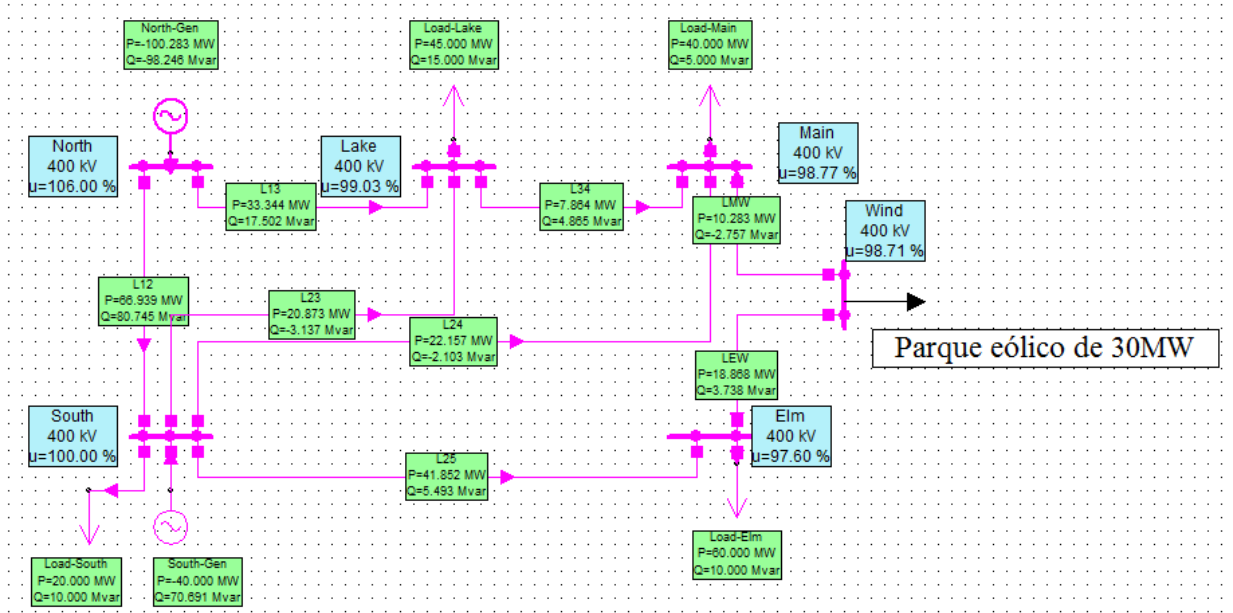


Figura 4.15: Resultados de flujos de potencia incorporando un parque eólico de 30 MW.

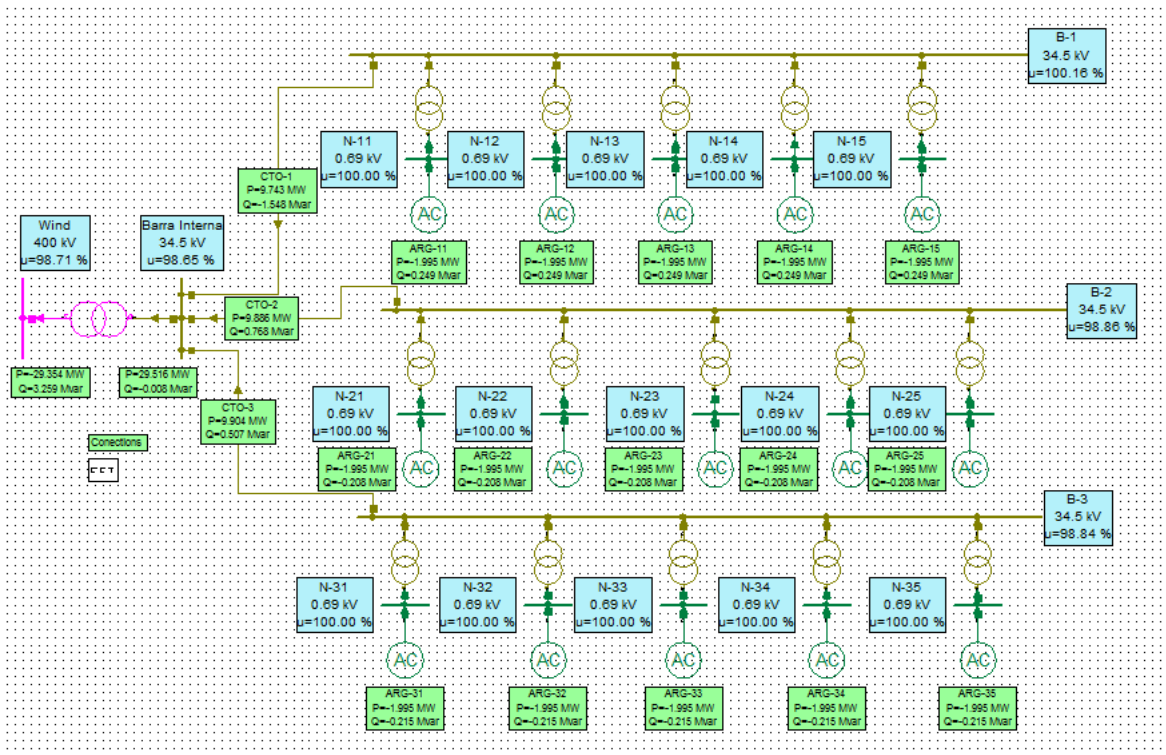


Figura 4.16: Resultados de flujos de potencia dentro del parque eólico.

La siguiente tabla muestra los voltajes nodales de la red de pruebas cuando ya se incorporó el parque eólico propuesto.

Tabla 4.2: Comparación de la magnitud de voltaje entre ambos casos de estudio.

Caso de estudio	Variable	North	South	Lake	Main	Elm
Sin generación eólica	Magnitud de voltaje (p.u.)	1.06	1.00	0.9872	0.9841	0.9716
Con generación eólica	Magnitud de voltaje (p.u.)	1.06	1.00	0.9903	0.9877	0.9760

La tabla 4.2 muestra la mejora existente en las magnitudes de los voltajes nodales cuando se incorpora la generación eólica, esto se puede observar en los nodos Lake, Main y Elm, los cuales aumentaron su magnitud y se acercaron más a la unidad. Lo anterior se debe principalmente al soporte de potencia que otorga el parque eólico gracias a la presencia de la electrónica de potencia.

Los flujos de potencia activa y reactiva también tuvieron un cambio con respecto al caso base. El primer cambio observado fue la reducción de la potencia activa entregada por el generador conectado al nodo slack (nodo North), cuyos valores se redujeron de 131.123 MW a 100.283 MW. En el caso de la potencia reactiva hubo un ligero incremento en los generadores del nodo North y South, debido a la absorción de potencia reactiva del parque. Dicho incremento fue de 90.821 MVar a 98.246 MVar en la máquina del nodo North y de 61.440 MVar a 70.691 MVar en la máquina del nodo South.

En el caso de las líneas de transmisión, la potencia activa transmitida a través de ella aumentó en las líneas cercanas al parque eólico (principalmente L34 y L45, que fue descompuesta en LMW y LEW), mientras que en las líneas de transmisión cercanas a los nodos North y South, las líneas redujeron la potencia transmitida.

Para los análisis en estado estacionario, el modelo completo y el equivalente se comportarán de la misma forma. Lo anterior se debe a que en flujos de potencia sólo se toma en cuenta la inyección de potencia de la máquina y sus límites, sin considerar todos los elementos dinámicos de la máquina. Por lo tanto, no habrá diferencia entre ambos modelos. En el caso de las simulaciones dinámicas se utilizaron tres modelos equivalentes para representar el parque, agrupando por filas.

4.3.1 Caso 1: Falla franca de 0.1 segundos de duración

Este caso consiste en someter a la red a una falla franca en el nodo South, dicha falla será liberada después de 0.1 segundos. En la fig.4.17(a) se observó el comportamiento de la magnitud de voltaje en todos los nodos del sistema de prueba, mientras que en la fig. 4.17(b) se observó la magnitud de voltaje del mismo caso, pero usando tres modelos equivalentes para representar el parque eólico. Observando las gráficas mostradas, podemos observar que la gráfica del modelo equivalente nos entrega resultados similares a los del modelo completo. Las diferencias entre ambas gráficas son apreciables si, a partir del programa de simulación, observamos la tabulación de resultados, los cuales muestran el valor del voltaje nodal a cada instante de tiempo en el que las ecuaciones son resueltas.

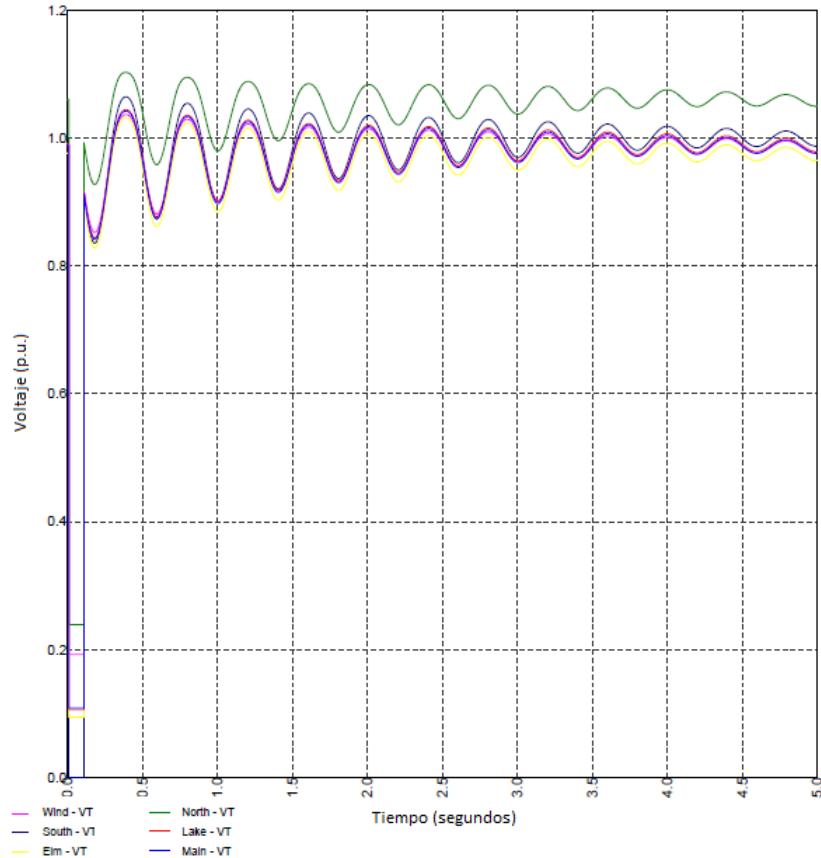
Previamente se mencionó que la presencia de generación eólica podía mejorar el voltaje, lo cual puede observarse en un perfil de mayor magnitud. Al igual que el caso anterior, al ocurrir la falla, la

magnitud de los voltajes nodales se reduce de forma instantánea a valores cercanos a cero debido al aumento en la corriente y a la caída de voltaje que se da por la circulación de dicha corriente de falla, siendo el nodo South el único nodo cuya magnitud llega a cero. Una vez que la falla es liberada, los voltajes nodales del sistema se recuperan de forma instantánea a valores próximos a la unidad. En este caso, el aporte de la generación eólica se aprecia en un valor más alto en todas las magnitudes de los voltajes nodales (excepto en aquellos que están fijos), debido a la capacidad de absorción o suministro de potencia reactiva del parque, la cual ayuda al sistema a mitigar las oscilaciones presentes en el sistema una vez liberada la falla, las cuales van desapareciendo conforme el tiempo avanza. Otro aspecto importante se puede observar en los valores a los que caen los voltajes nodales cuando la falla está presente, cuando la generación eólica está conectada dichos valores aumentan y todos se encuentran por arriba de 0.1 por unidad, cuando en el caso anterior se encontraban entre 0.02 y 0.06 por unidad. En este caso, el sistema es estable en términos de voltaje.

De acuerdo al código de red, ambas representaciones del parque pueden continuar entregando su potencia generada a la red después de la falla ocurrida en el nodo South, lo anterior debido a que cumplen con lo establecido en la gráfica del hueco de tensión (fig. 2.7), cuyo comportamiento se encuentra dentro de los límites establecidos en cada valor de tiempo. Dicho lo anterior y observando que el sistema se estabiliza alrededor de un valor, en un caso real, no habría operación de ninguna protección del sistema, permitiendo la operación del parque eólico en la red eléctrica.



(a) Representación completa del parque eólico.

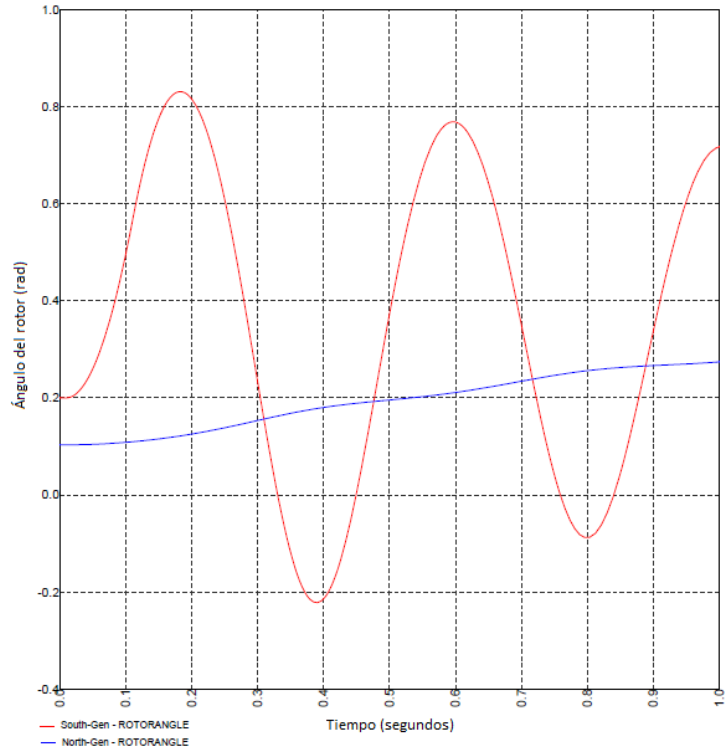


(b) Modelos equivalentes del parque eólico.

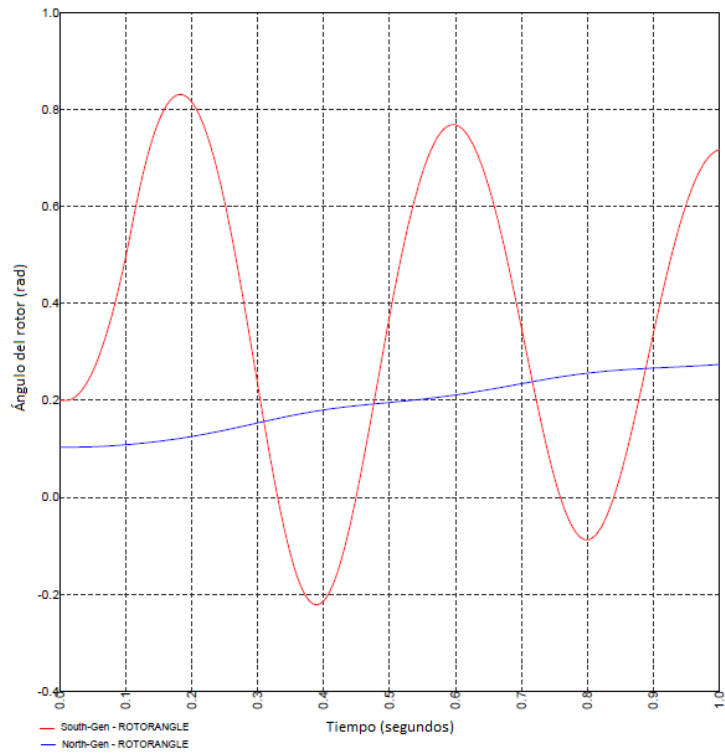
Figura 4.17: Respuesta de la magnitud de voltaje en todos los nodos, cuando el sistema es sometido a una falla franca de 0.1 segundos.

Las figuras 4.18 (a) y (b) muestran los ángulos de rotor de la representación completa y del modelo equivalente del parque eólico, respectivamente. Ambas representaciones son prácticamente iguales y no se aprecian diferencias significativas dentro de la gráfica, sin embargo, se pueden apreciar dentro de las tablas de resultados del programa. Lo anterior aplica para todas las variables analizadas en este trabajo.

La figura 4.18 nos muestra que hay un incremento en el valor del ángulo del rotor del generador North debido a la falla, mientras que el ángulo del rotor del generador South continúa oscilando. En este caso, el sistema se mantiene operando de forma estable pero perturbada. Sin embargo, la perturbación del sistema comienza a desaparecer y las oscilaciones reducen su amplitud. Ambas máquinas estabilizan el valor del ángulo del rotor alrededor de un valor, por lo tanto, el sistema es estable en términos de ángulo del rotor.



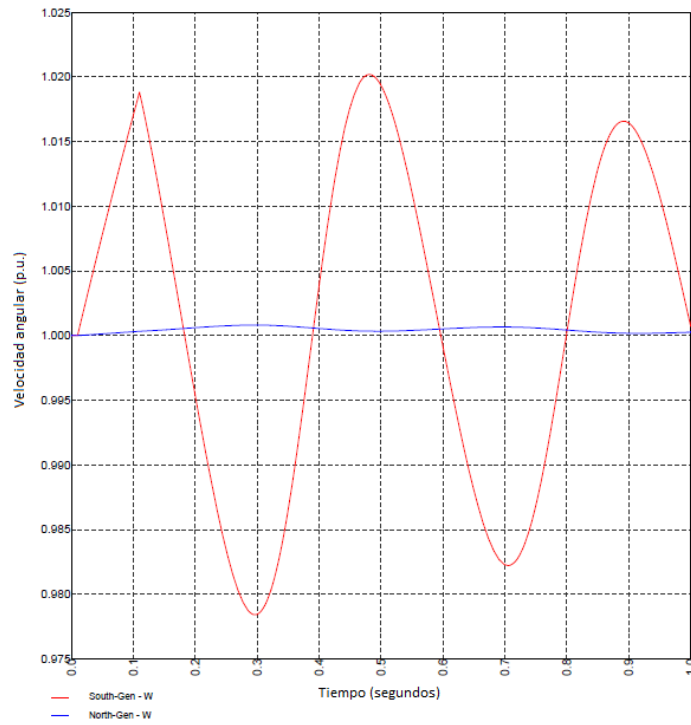
(a) Usando la representación completa del parque.



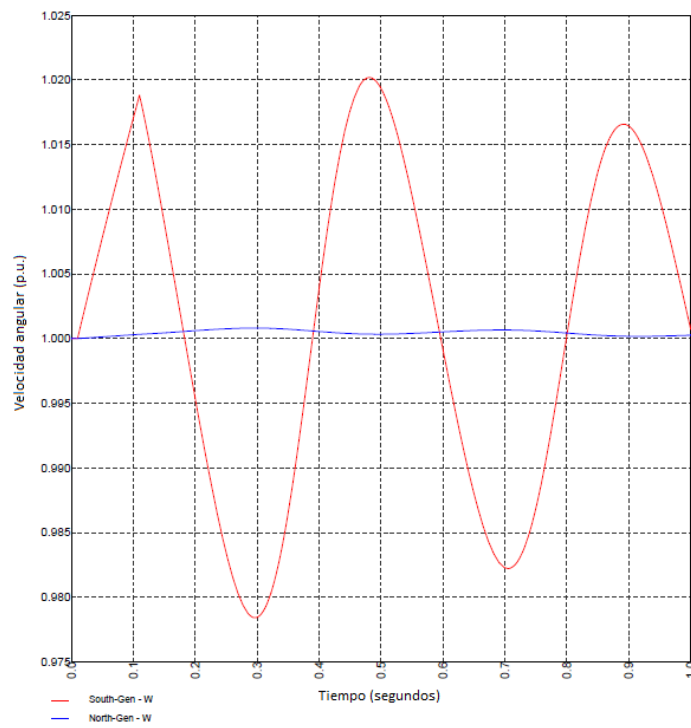
(b) Usando modelos equivalentes del parque eólico.

Figura 4.18: Ángulos del rotor de ambos generadores, falla franca de 0.1 segundos.

Las figuras 4.19 (a) y (b) muestran las velocidades angulares de cada máquina síncrona.



(a) Representación completa del parque eólico.



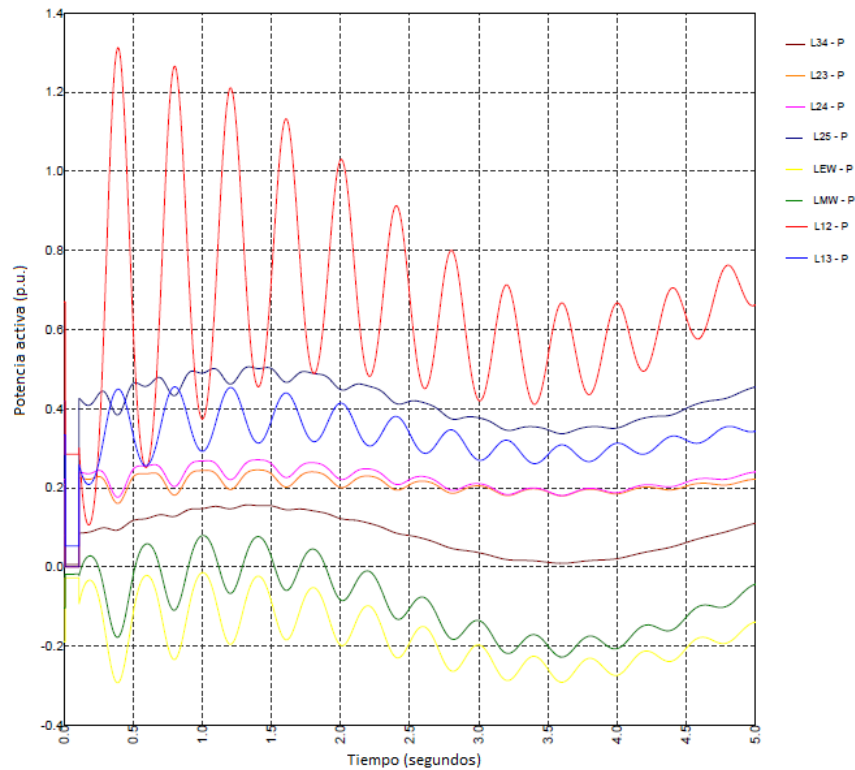
(b) Usando modelos equivalentes del parque eólico.

Figura 4.19: Velocidad angular de ambas máquina, falla franca de 0.1 segundos.

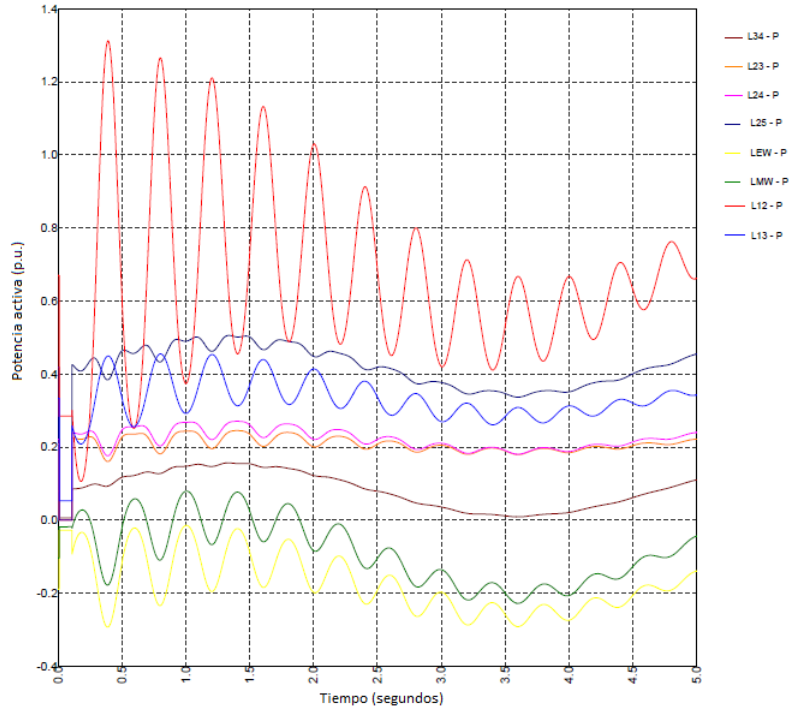
En ambas figuras se aprecia cómo una vez liberada la falla, la velocidad angular del rotor se mantiene prácticamente igual, es decir, no muestra aceleraciones o desaceleraciones significativas con respecto al caso base. En el caso de la velocidad angular no se encuentran diferencias significativas cuando la energía eólica es incorporada. Las únicas diferencias apreciables son en el generador del nodo North, el cual reduce su valor máximo de 1.0012 a 1.0006 por unidad. La máquina del nodo South permanece prácticamente igual.

La figura 4.20 (a) y (b) muestran la potencia activa que fluye por las líneas de transmisión, usando la representación completa y el modelo equivalente. Al igual que el caso base, las potencias quedan perturbadas después del cortocircuito y continúan oscilando una vez que la falla ha sido liberada, sin embargo, su magnitud comienza a estabilizarse después de tres segundos.

De forma similar al comportamiento observado en flujos de potencia, las líneas de transmisión cercanas al nodo North se descargaron al incorporar la generación eólica, en el resto de las líneas la potencia transmitida aumentó.



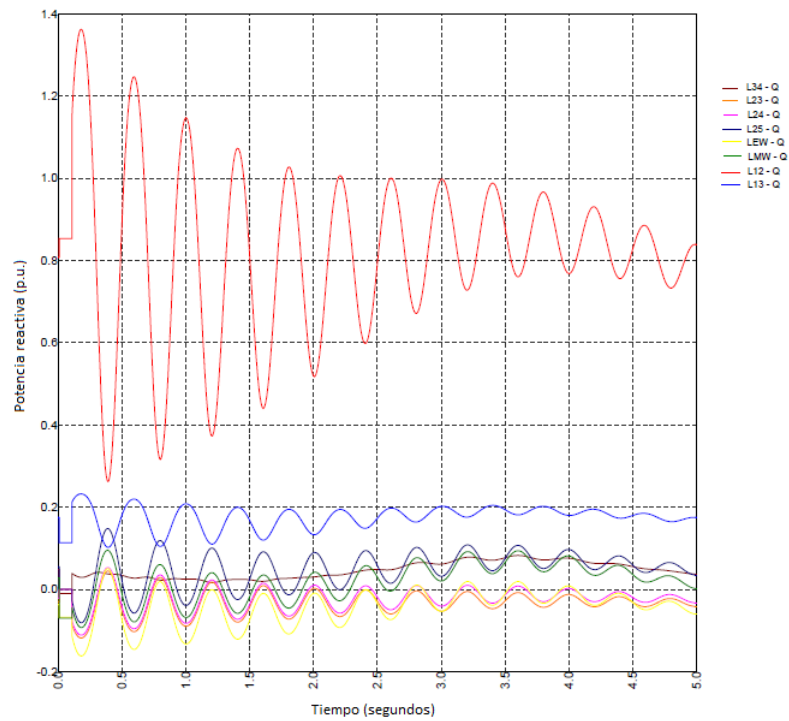
(a) Usando la representación completa del parque.



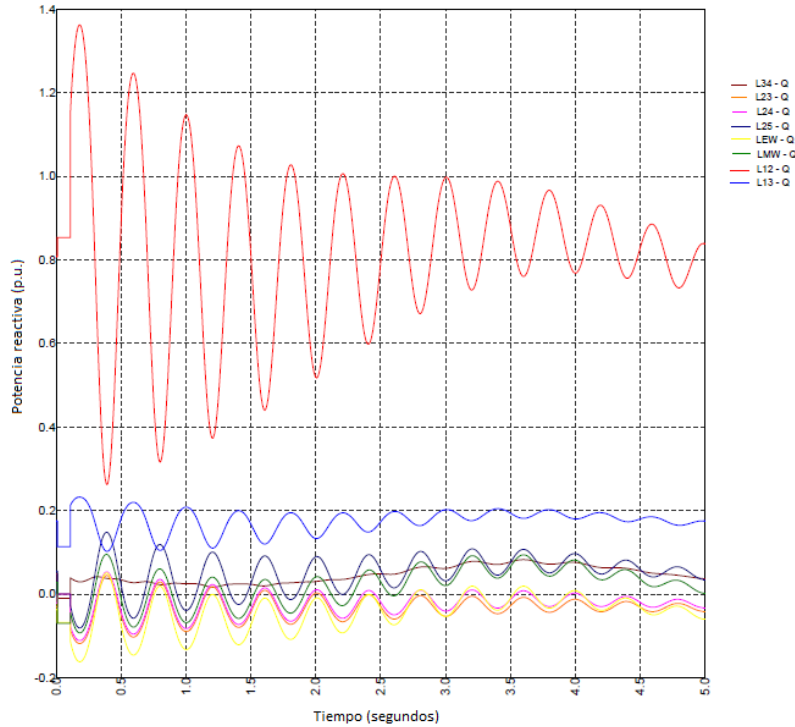
(b) Usando modelos equivalentes del parque eólico.

Figura 4.20: Flujo de potencia activa en las líneas de transmisión, falla franca de 0.1 segundos.

Las figuras 4.21 (a) y (b) muestran el flujo de potencia reactiva en las líneas de transmisión.



(a) Usando la representación completa del parque.



(b) Usando modelos equivalentes del parque eólico.

Figura 4.21: Flujo de potencia reactiva en las líneas de transmisión, falla franca de 0.1 segundos.

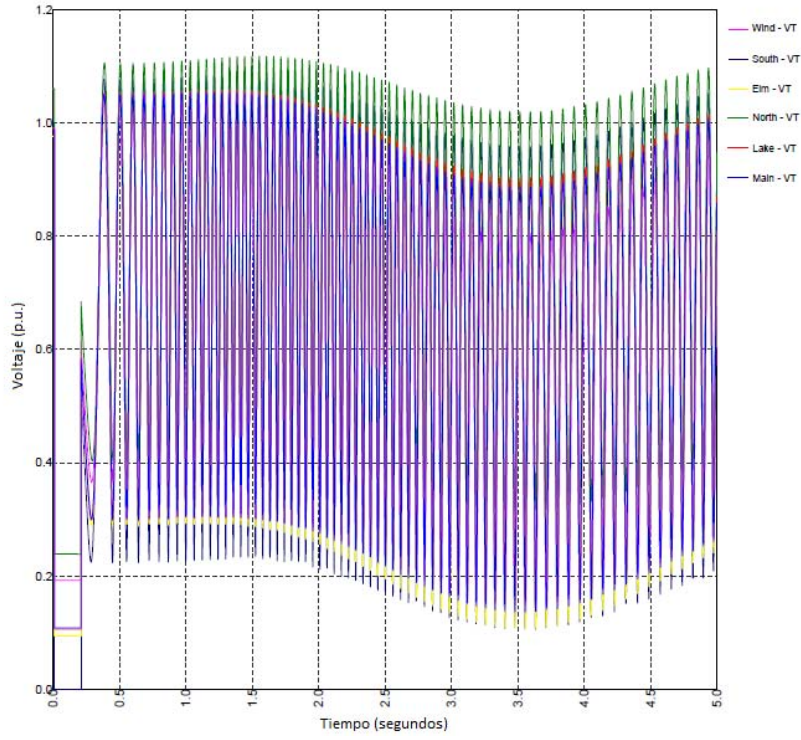
Al igual que las potencias activas, el flujo de potencia activa continúa perturbado una vez liberada la falla, sin embargo, la oscilación es mucho menor y comienza a desaparecer conforme transcurre el tiempo. En el caso de la potencia reactiva, cuando ocurre la falla, la potencia transmitida del nodo North (el cual cumple la función de ser el nodo Slack) al nodo South (nodo donde está presente la falla) aumenta. Esto es debido a la acción que toma el generador del nodo North para tratar de mantener el balance en el sistema, suministrando los reactivos necesario. Una vez liberada la falla el sistema queda perturbado, pero dichas perturbaciones son menores comparadas con la potencia activa, lo cual es debido a la capacidad del parque para absorber o suministrar potencia reactiva. Los tiempos de simulación de este caso se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 4.3: Tiempos de simulación

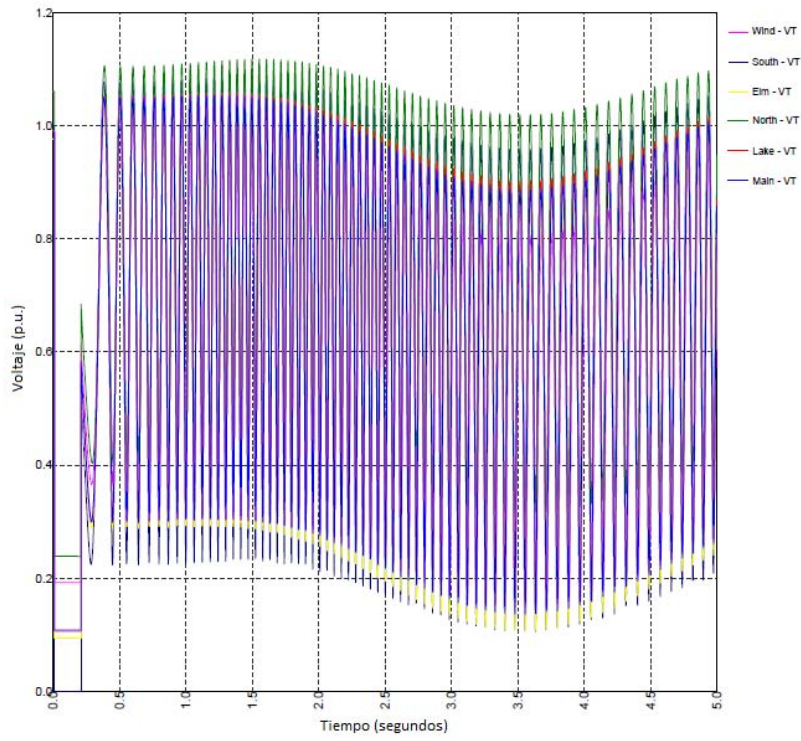
	Completo (segundos)	Equivalente (segundos)	Porcentaje (%)
Tiempo	56.36	10.27	18.22

4.3.2 Caso 1: Falla franca de 0.2 segundos

Este caso se trabajó de la misma forma que el caso anterior siendo la única diferencia el tiempo de duración de la falla, el cual se aumentó de 0.1 a 0.2 segundos (6 a 12 ciclos). La figura 4.22 (a) y (b) muestran el comportamiento del sistema cuando se somete a una contingencia y se incorpora generación eólica. Este caso muestra como la red de pruebas es incapaz de estabilizarse, aun cuando la generación eólica ha sido incorporada. Los voltajes nodales quedan perturbados, oscilando de gran forma y llegando a caer a valores por debajo de 0.3 por unidad cuando la falla ha sido liberada.



(a) Usando la representación del parque completo.

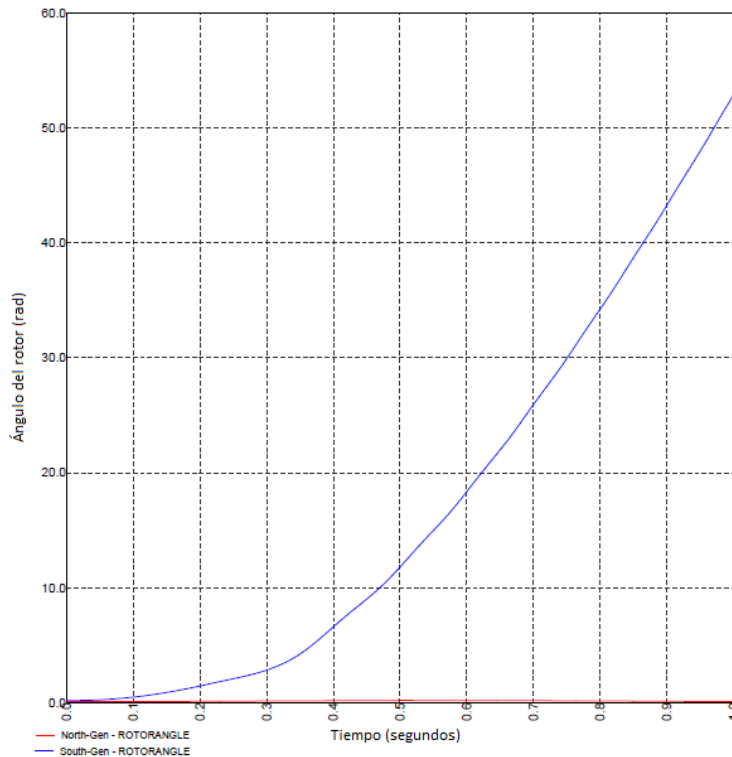


(b) Usando modelos equivalentes del parque eólico.

Figura 4.22: Comportamiento del voltaje en todos los nodos cuando son sometidos a una falla franca de 0.2 segundos.

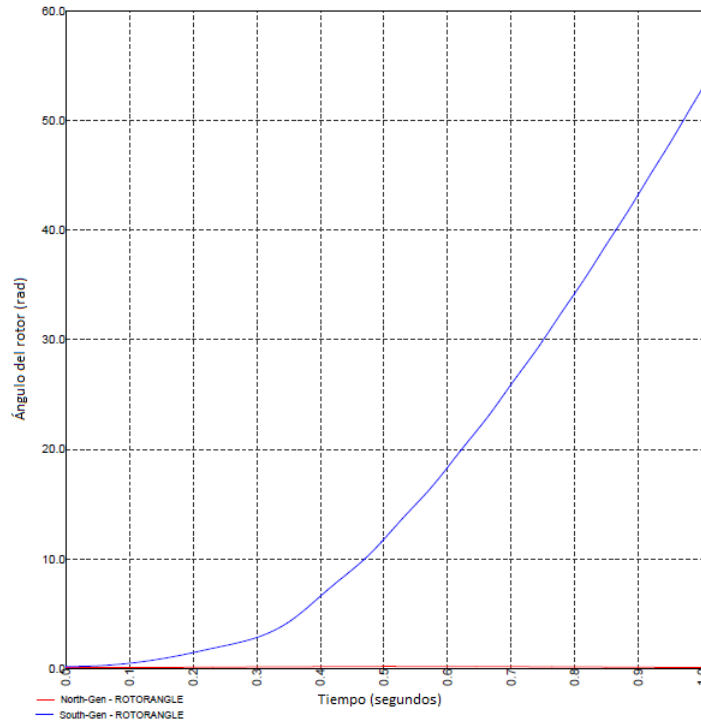
A pesar de lo anterior, es importante señalar que si existió una mejora en el comportamiento cuando la generación eólica está presente. El valor mínimo al que caen cuando está presente la falla, los nodos Lake, Elm y Main caen por debajo del 0.1 por unidad, mientras que en el caso donde hay generación eólica los valores se encuentran por encima de 0.1 por unidad. En el caso del nodo South, cuando se libera la falla su valor oscila hasta valores cercanos a 0.1 por unidad, mientras que cuando se incorpora el parque eólico, este cae hasta valores cercanos a 0.3 por unidad. Los comportamientos de ambas representaciones son prácticamente idénticos y, al igual que en el caso de estudio anterior, las diferencias numéricas no se aprecian en las gráficas, esta situación está presente en el resto de los casos de estudio.

La figura 4.23 (a) y (b) muestran el comportamiento del ángulo del rotor en los generadores conectados a los nodos North y South.



(a) Usando la representación completa del parque.

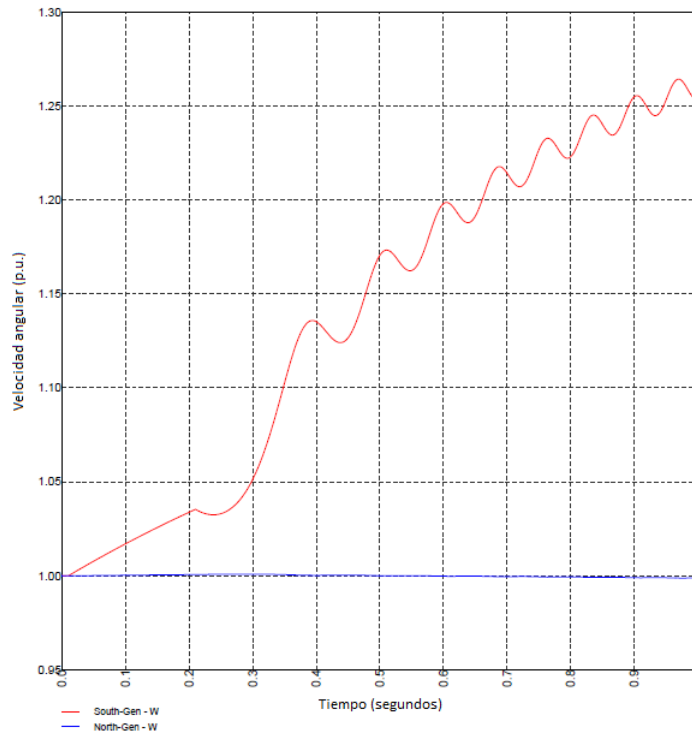
Al igual que el caso base, el ángulo del rotor de la máquina del nodo South aumenta de forma considerable y no regresa a un valor constante, por lo tanto, su comportamiento es inestable. En este caso, la presencia de un parque eólico no afecta de forma significativa a los ángulos de las máquinas y no ayuda a mejorar su estabilidad.



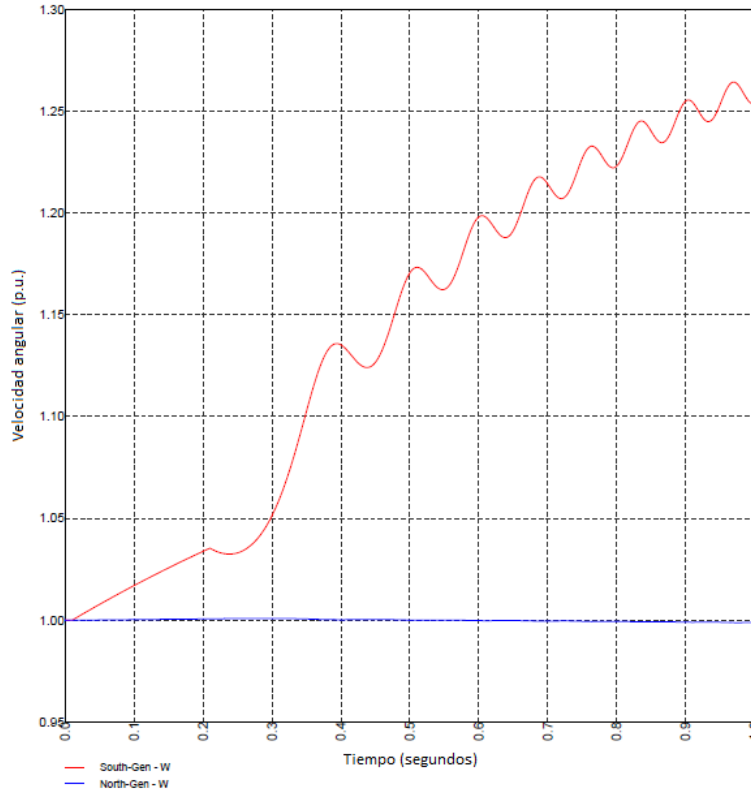
(b) Usando modelos equivalentes del parque eólico.

Figura 4.23: Ángulos del rotor de ambos generadores, falla franca de 0.2 segundos.

La figura 4.24 (a) y (b) muestran el comportamiento de la velocidad angular de cada máquina.



(a) Usando la representación completa del parque.



(b) Usando modelos equivalentes del parque eólico.

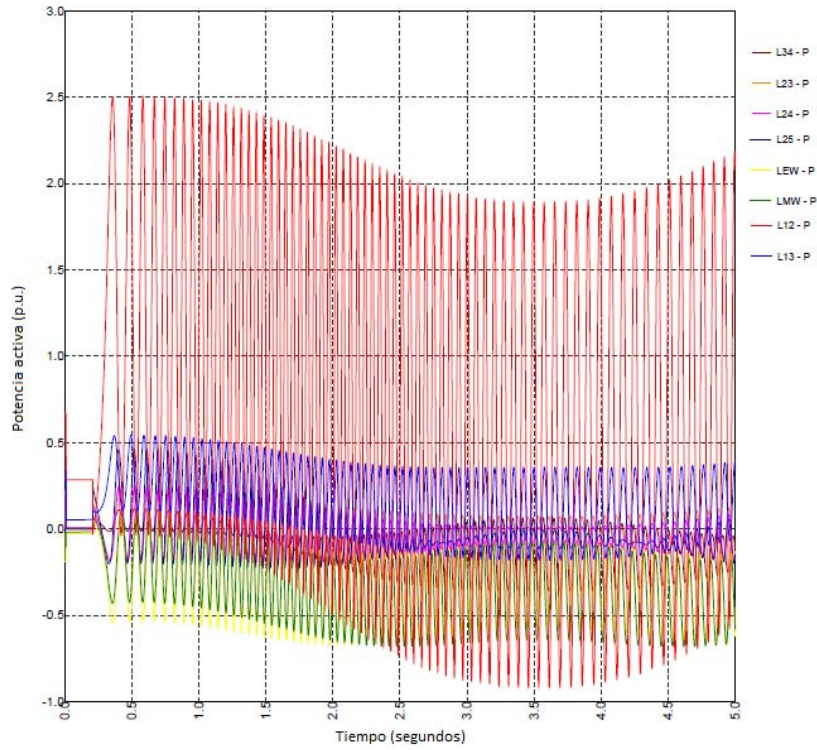
Figura 4.24: Velocidad angular de ambas máquinas, falla franca de 0.2 segundos.

De igual forma, la velocidad del generador en el nodo North aumenta en magnitud. El generador en el nodo South aumenta de velocidad de forma considerable y comienza a oscilar, de modo que no alcanza a recuperarse para volver a una operación estable. La presencia de generación eólica una vez más no afecta de forma significativa a la velocidad angular de las máquinas síncronas conectadas a los nodos North y South.

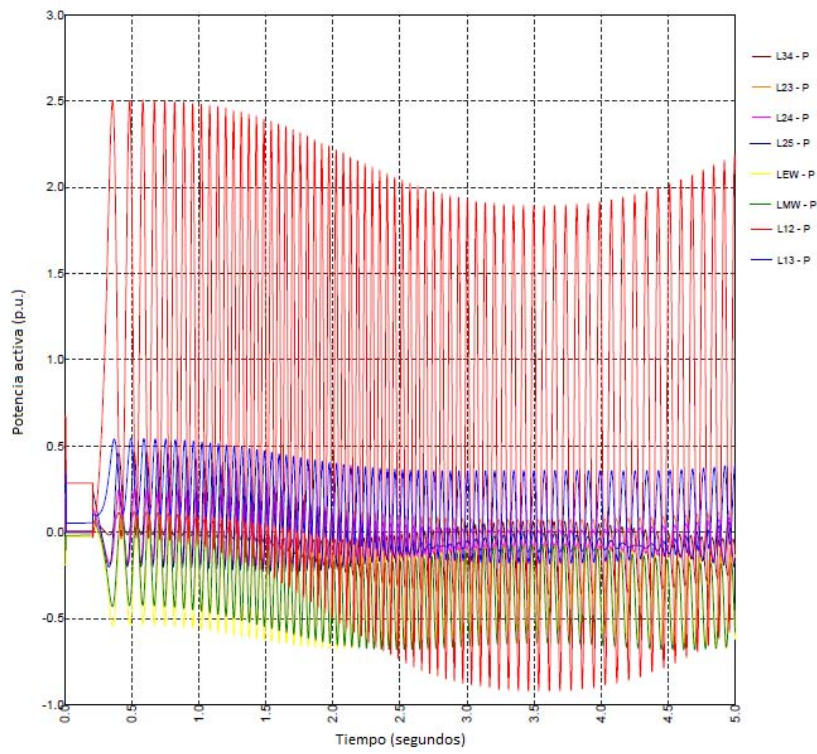
La figura 4.25 (a) y (b) muestran el flujo de potencia activa en las líneas de transmisión. Su comportamiento es similar al de los casos anteriores. Cuando la falla está presente, la potencia se reduce drásticamente alcanzando valores cercanos o iguales a cero en todas las líneas de transmisión, exceptuando a la línea que va del nodo North al nodo South, la cual reduce su valor mientras la falla está presente.

Una vez liberada la falla, todos los flujos de potencia que circulan a través de las líneas de transmisión comienzan a oscilar de forma permanente e incluso aumentan la rapidez de las mismas conforme transcurre el tiempo. En las gráficas puede observarse que el sistema no logra recuperarse de la contingencia y opera de forma inestable. Es importante señalar que la respuesta obtenida en los casos de estudio presentados son resultados ilustrativos, los cuales nos permiten apreciar el comportamiento del sistema y su naturaleza inestable, en este caso.

Los resultados de la simulación sirven para mostrar cómo afecta la generación eólica a un sistema eléctrico de prueba, en un caso real la operación de las máquinas no llegarían a tener un comportamiento como el mostrado en este caso, ya que las protecciones del sistema actuarían para aislar la zona fallada.



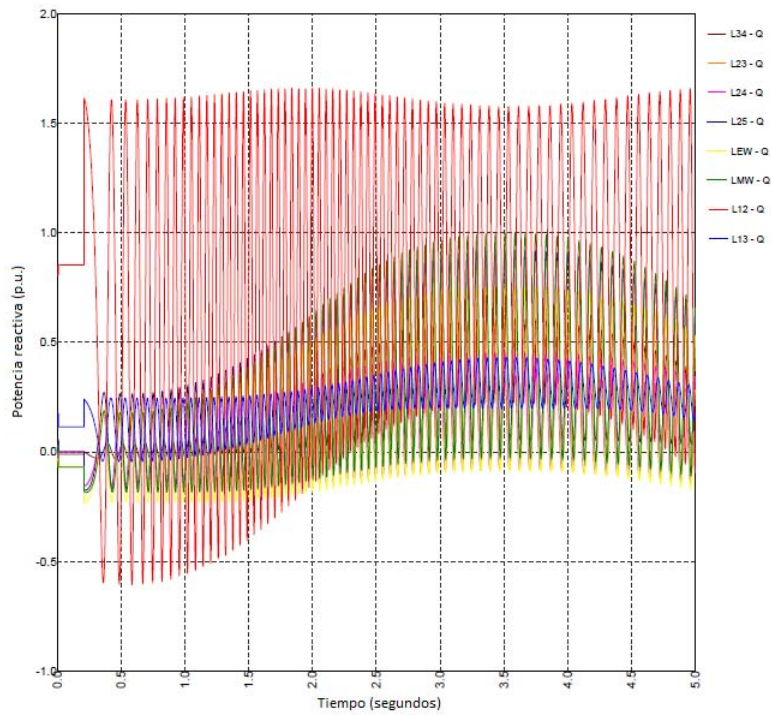
(a) Usando la representación completa del parque eólico.



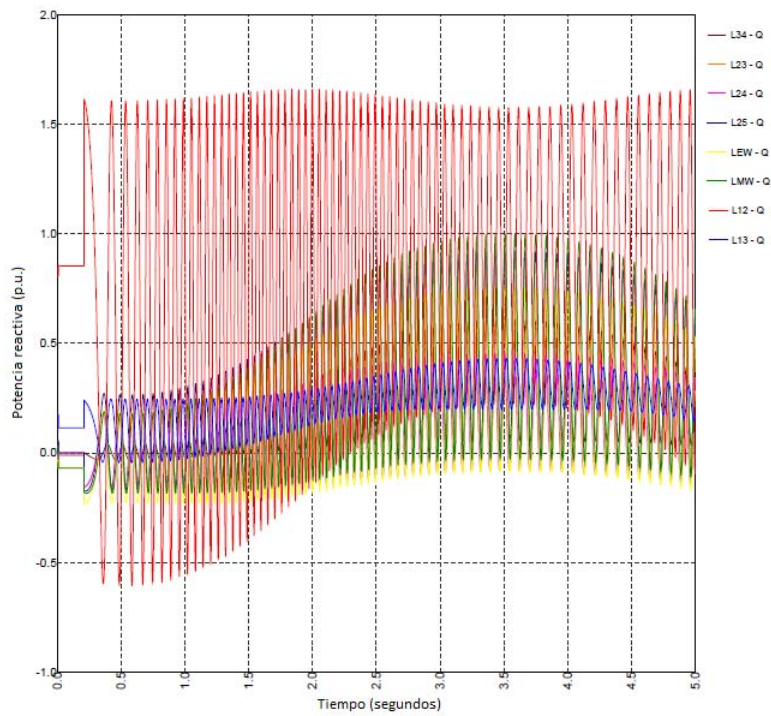
(b) Usando modelos equivalentes del parque eólico.

Figura 4.25: Flujo de potencia activa en las líneas de transmisión, falla franca de 0.2 segundos.

La figura 4.26 (a) y (b) muestran el flujo de potencia reactiva en las líneas de transmisión.



(a) Usando la representación completa del parque eólico.



(b) Usando modelos equivalentes del parque eólico.

Figura 4.26: Flujo de potencia reactiva en las líneas de transmisión.

El comportamiento de la potencia reactiva queda perturbado tras la contingencia. Este comportamiento se presentó en todos los casos de estudio mostrados, sin embargo, la presencia de generación eólica logró mitigar un poco dichos efectos, siendo más evidente en el perfil de voltaje. El tiempo de simulación para la segunda variación de este caso de estudio se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 4.4: Tiempos de simulación

	Completo (segundos)	Equivalente (segundos)	Porcentaje (%)
Tiempo	27.85	3.10	11.13

Las gráficas mostradas a lo largo de este capítulo, muestran como el uso de equivalentes puede ayudar a reducir el tiempo de simulación empleado, obteniendo resultados similares o iguales a los que se obtienen si se utiliza la representación completa del parque. El uso de varios equivalentes permite obtener un comportamiento más cercano al de la representación equivalente, teniendo que establecer previamente como se agruparán los aerogeneradores [13][19][24].

A partir de los casos de estudio mostrados, se concluye que la generación eólica presente en esta red de prueba ayudó a mejorar los perfiles de voltaje gracias a su capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva, sin embargo, no fue suficiente para lograr estabilizar la red de pruebas. Lo anterior permitió que los valores a los que caía después de la contingencia aumentaran con respecto al caso base. Por el contrario, no ayudó a mejorar el comportamiento de las velocidades mecánicas angulares (frecuencia) de las máquinas conectadas a los nodos North y South, esto se debe al desacoplamiento que existe entre las partes mecánicas y eléctricas en los aerogeneradores que cuentan con electrónica de potencia (aerogenerador tipo III y IV), por lo tanto, es importante tener en cuenta dicho desacople cuando se vaya a interconectar un parque eólico a la red, especialmente en sistemas pequeños.

4.4 RED ELÉCTRICA DE BAJA CALIFORNIA SUR

El sistema eléctrico mexicano está compuesto, principalmente, por dos subsistemas:

- El sistema eléctrico nacional (SIN), compuesto por las zonas: Noroeste, Norte, Noreste, Occidental, Central, Oriental y peninsular.
- Las península de Baja California: las cual está separada del resto del SIN y se divide en dos zonas: Baja California y Baja California Sur.

Durante el desarrollo de este trabajo se utilizó la red de Baja California Sur como caso de estudio. El sistema eléctrico de Baja California Sur cuenta con una capacidad instalada de 576 MW, distribuidos como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 4.5: Características de las unidades generadoras del sistema eléctrico de Baja California Sur [8]

Tipo	Nombre de la central	Número de unidades	Capacidad en MW
Diésel	Agustín Olachea	3	110
Diésel	Corumel	2	82
Turbo gas	Los Cabos	6	175
Turbo gas	Ciudad Constitución	1	35
Termoeléctrica	Punta Prieta I	2	62
Termoeléctrica	Punta Prieta II	3	112

La siguiente tabla muestra los principales elementos de la red:

Tabla 4.6: Elementos que componen el sistema eléctrico de Baja California Sur [8]

Elemento	Cantidad
Buses	71
Líneas de transmisión	44
Transformadores de dos devanados	44
Transformadores de tres devanados	3
Compensadores en derivación	16

En la tabla mostrada a continuación se muestran los niveles de tensión dentro de la red:

Tabla 4.7: Niveles de tensión presentes en la red de Baja California Sur [8]

	Niveles de tensión (KV)
Generación	13.8
Transmisión	115, 230
Carga	115, 34.5 y 13.8

El sistema de Baja California Sur es un sistema eléctrico pequeño en comparación con el sistema eléctrico nacional, dicha característica lo puede hacer más propenso a problemas de estabilidad durante contingencias severas en el sistema. La incorporación de plantas generadoras que tienen la característica de ser variables en el tiempo (generación eólica, fotovoltaica, etc.) puede agravar los problemas antes mencionados si no se efectúa una planeación adecuada para estudiar el impacto que tendrá sobre la red antes de su interconexión. El diagrama unifilar del sistema eléctrico de Baja California Sur se muestra en la siguiente figura.

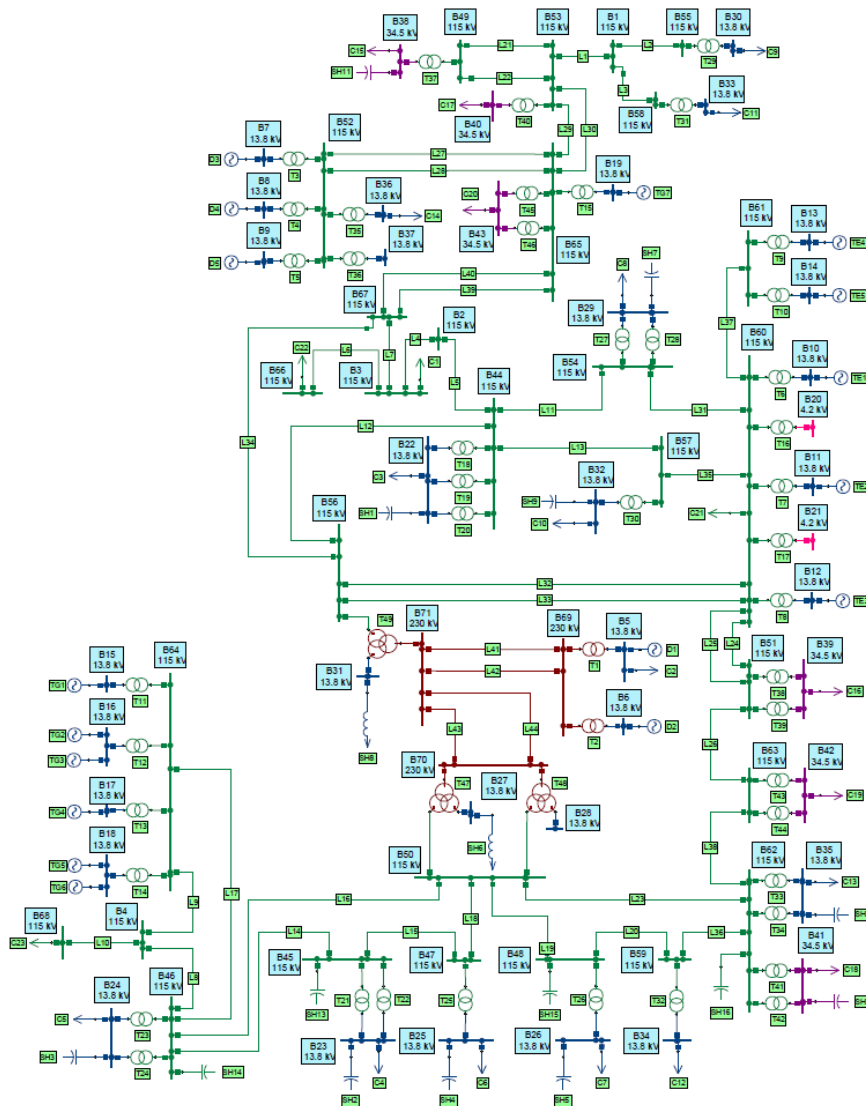


Figura 4.27: Diagrama unifilar del sistema eléctrico de Baja California Sur

Basados en las mediciones recopiladas en [8] y tomando las propuestas de los parques del mismo documento, se realizó un análisis de estabilidad dinámica de voltaje para observar el comportamiento que tiene el voltaje en los nodos donde se conectan los parques cuando el sistema es sujeto a contingencias severas. Las principales contingencias que se analizaron son:

1. Cortocircuitos trifásicos en el punto de interconexión.
2. Pérdidas de generación.
3. Contingencias que afecten la topología de la red, es decir, salidas de líneas de transmisión.

El análisis está compuesto de los siguientes escenarios:

- a. Caso base: Se analizaron las contingencias antes mencionadas en la red eléctrica de BCS sin presencia de generación eólica.

- b. Caso 1: Se analizaron las contingencias antes mencionadas en la red cuando están conectados los parques y estos producen su máxima potencia.
- c. Caso 2: Se analizaron las contingencias antes mencionadas cuando los parques están conectados y se consideran las pérdidas por efecto estela dentro del mismo parque.

4.5 CASO BASE: ANÁLISIS SIN GENERACIÓN EÓLICA.

Utilizando el programa de análisis de sistemas eléctricos de potencia NEPLAN[®] se realizaron simulaciones en el dominio del tiempo de la red eléctrica de Baja California Sur aplicando las contingencias que se mencionaron anteriormente. El primer caso, denominado caso base, muestra la respuesta del sistema a dichas contingencias sin la presencia de los parques eólicos y se muestran las magnitudes de secuencia positiva de los voltajes nodales en las barras donde se interconectarán los parques eólicos (puntos de interconexión). Es importante notar que los buses donde se conectaran se encuentran en el norte (parque eólico San Hilario) y el sur (parque eólico Mar Azul) del sistema eléctrico. De [8] se sabe que los buses del sur sufren mayores caídas de voltaje a medida que la carga se incrementa.

4.5.1 Caso Base: Falla en el punto de interconexión del parque San Hilario

En la siguiente imagen se muestra la evolución del voltaje en los nodos donde se interconectarán los parques luego de que en el bus del parque San Hilario ocurra una falla trifásica de cinco ciclos de duración antes de ser despejada. Así mismo se indicarán los valores mínimos y máximos que alcanza el voltaje.

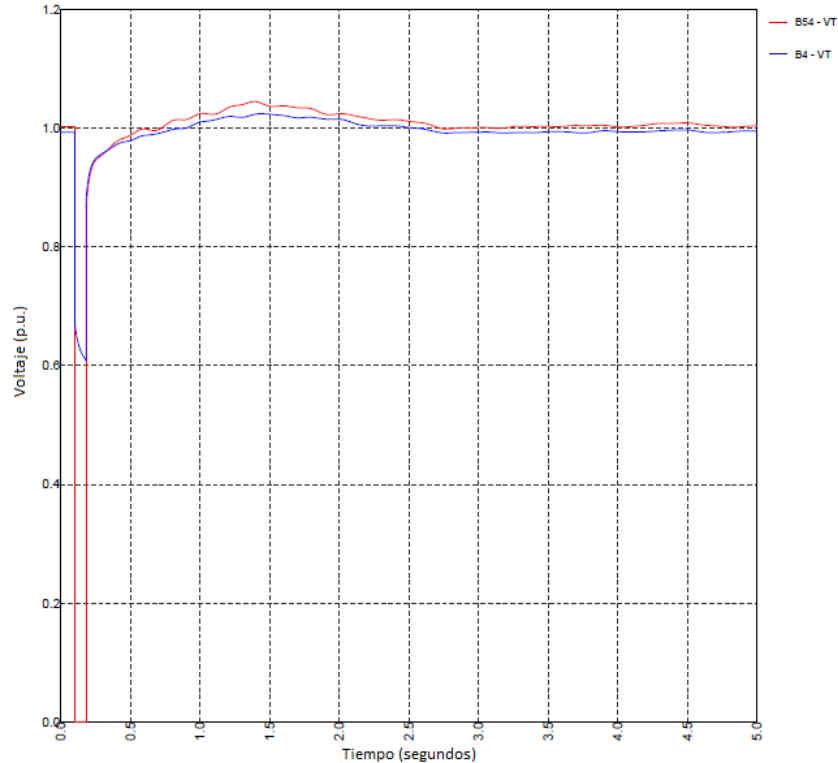


Figura 4.28: Falla en el PIC del parque San Hilario

Como se puede apreciar en la imagen, a pesar de ser un sistema pequeño, es capaz de recuperarse a contingencias severas dentro del mismo. A partir de la gráfica se pueden observar los siguientes puntos de importancia. En el punto de interconexión (llamado PIC a partir de ahora) del parque Mar Azul el voltaje cae hasta 0.61 por unidad mientras la falla está presente antes de comenzar a recuperarse. El voltaje nodal sube 1.02 por unidad y estabilizarse en valores cercanos al voltaje nominal 1 por unidad.

En el punto de interconexión del parque San Hilario el voltaje cae hasta 0 por unidad durante el tiempo en que la falla está presente y, después de los cinco ciclos de duración de la falla, ésta se libera, para comenzar a recuperarse hasta 1.04 por unidad para, finalmente, estabilizarse en un valor cercano a 1 por unidad.

4.5.2 Caso Base: Falla en el punto de interconexión del parque Mar Azul

En la siguiente figura se muestra la evolución de la tensión en los buses donde se interconectaron los parques en la simulación sujeto a las mismas contingencias del punto anterior. El voltaje en el nodo de interconexión del parque cae a cero y después de los cinco ciclos de duración se recupera rápidamente hasta un valor de 1.03 por unidad, después de algunas oscilaciones se estabiliza en valores cercanos a 1 por unidad (alrededor de los 3 segundos). Como se mencionó anteriormente, los buses de la parte norte del sistema tienen menores decaimientos de voltaje. Estos se puede observar comparando los valores mínimos de los buses de interconexión de cada figura. En el caso anterior el valor decae hasta 0.61 por unidad (bus en la parte sur) y, en el análisis de esta contingencia, decae hasta 0.64 por unidad.

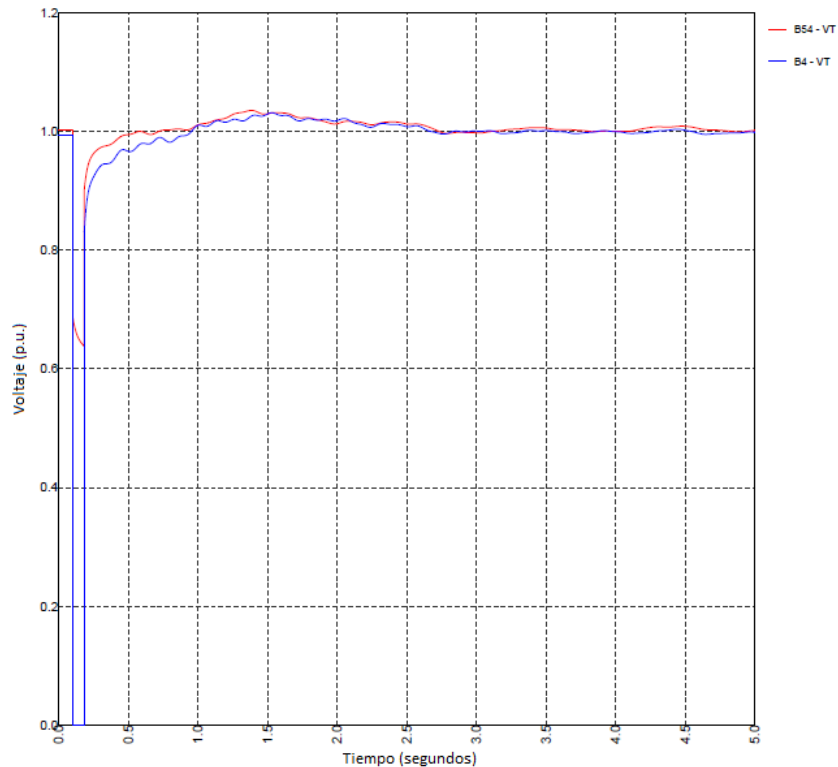


Figura 4.29: Falla en el PIC del parque Mar Azul.

4.5.3 Caso Base: Salida de la línea de transmisión 39

La línea de transmisión 39, mostrada en el diagrama unifilar, es una línea importante debido a su ubicación en el mismo diagrama, permitiendo unir cuatro unidades generadoras del norte con los centros de carga del sur. El enlace anteriormente mencionado consta de dos líneas en paralelo y, al darse la salida de una, la contingencia cambia la topología del sistema, reduciendo así la capacidad del sistema de transmisión para cumplir su función.

La contingencia simulada consiste de una falla trifásica en la línea de transmisión, provocando la apertura de los interruptores de dicha línea y la pérdida en la capacidad de transmisión de potencia. De igual forma se observa el comportamiento de la magnitud de voltaje de secuencia positiva en los buses donde se interconectaron los parques eólicos. La figura 4.30 muestra la evolución del sistema.

Al estar más cerca el PIC del parque eólico San Hilario (B54) la magnitud del voltaje de dicho nodo es menor. El PIC del parque Mar Azul, al encontrarse más lejos de la falla, se mantiene en valores más cercanos a 1 por unidad y, además, su magnitud decae menos que el PIC del parque San Hilario. A pesar del cambio en la topología de la red y, por lo tanto, de los flujo de potencia, el voltaje en ambas barras es capaz de recuperarse a valores alrededor del 1 por unidad.

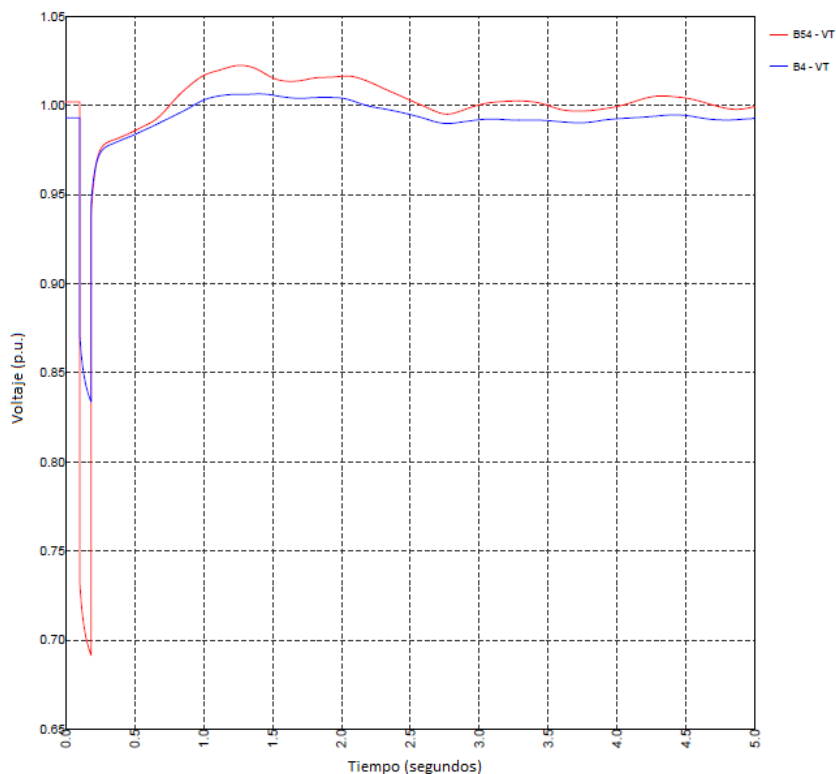


Figura 4.30: Comportamiento del voltaje en los PIC después de la salida de una línea de transmisión.

4.5.4 Caso Base: Salida del generador TG1

La salida de un generador es una contingencia severa debido a la pérdida de capacidad para suministrar la potencia demandada por la carga y la reserva que la unidad generadora pudiera tener para horas pico o contingencias en otros puntos de la red.

La salida de la planta TG1, una planta de turbo gas en Los Cabos, fue considerada al ser la central generadora de mayor magnitud, repartida en seis unidades y, por lo tanto, su reducción puede afectar la estabilidad del sistema. La siguiente figura muestra la respuesta del sistema a la contingencia.

En esta simulación fue necesario aumentar el tiempo simulado debido, la razón fue la poca información que mostraban los cinco segundos evaluados en los casos anteriores. En la figura pueden apreciarse las oscilaciones de mayor duración en los voltajes nodales donde hay generación conectada, siendo en el segundo nueve donde las magnitudes comienzan a estabilizarse.

Las magnitudes de voltaje de secuencia positiva de los nodos de interconexión de los parques eólicos, al no contar con generación en este caso, no cuentan con ningún tipo de soporte de voltaje y, por lo tanto, su comportamiento depende exclusivamente de los generadores convencionales presentes en otros nodos.

La magnitud de voltaje se estabiliza en un valor menor al valor que tenían los nodos antes de la contingencia. Los valores mínimos se encuentran en valores aceptables de operación ($\pm 10\%$ en condiciones transitorias). La figura 4.31 muestra la magnitud del voltaje nodal en los buses donde se conectarán los parques.

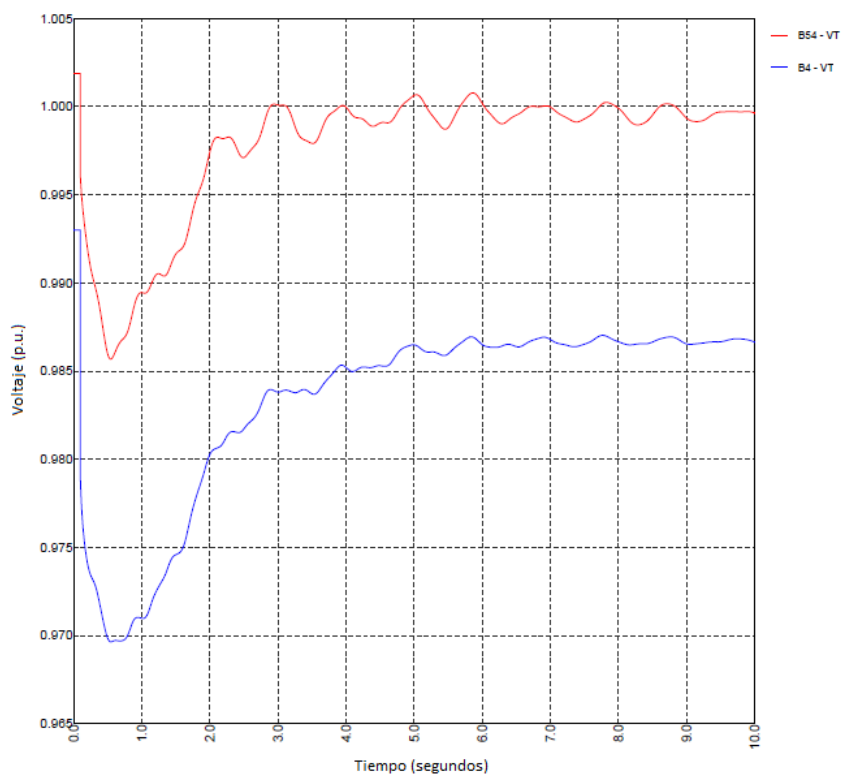


Fig. 4.31: Respuesta del sistema a la salida del generador TG1.

4.6 CASO 1: GENERACIÓN EÓLICA CONECTADA Y OPERANDO A MÁXIMA

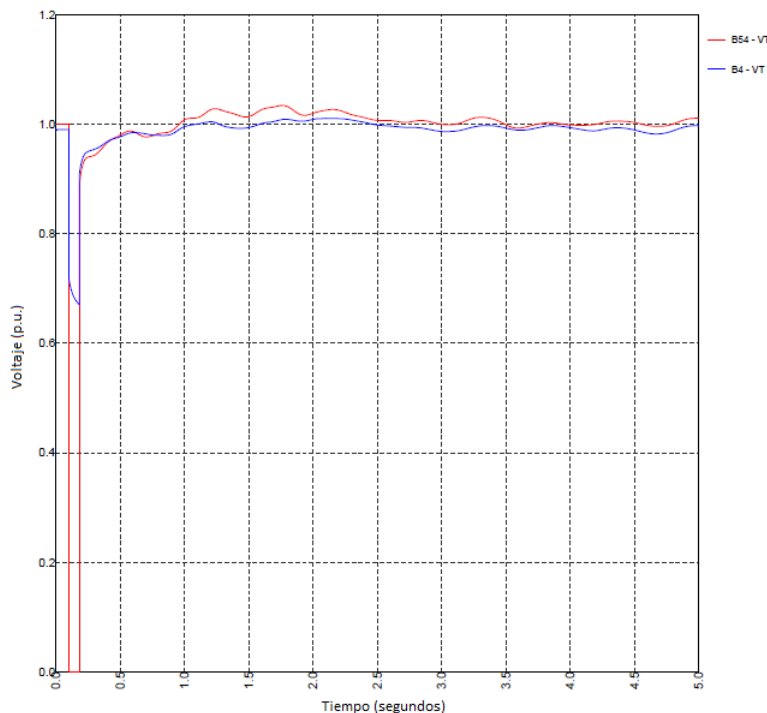
POTENCIA

El segundo caso de estudio añadió al anterior la presencia de generación eólica. Como se describió en secciones anteriores, la generación es variable y de naturaleza impredecible, a pesar de contar con gran cantidad de datos estadísticos para la predicción del viento. En este caso se consideró que todos los aerogeneradores están operando a máxima potencia (con velocidades de viento alrededor de 17 a 21 m/s de acuerdo a la curva de potencia de la máquina). De acuerdo con [9] esto se da con una probabilidad de 1.71% para el parque San Hilario y 2.81% para Mar Azul. A pesar de la poca probabilidad que existe de su operación a capacidad nominal, es necesario conocer su comportamiento debido a que es la condición en la que tendrán más influencia en la red.

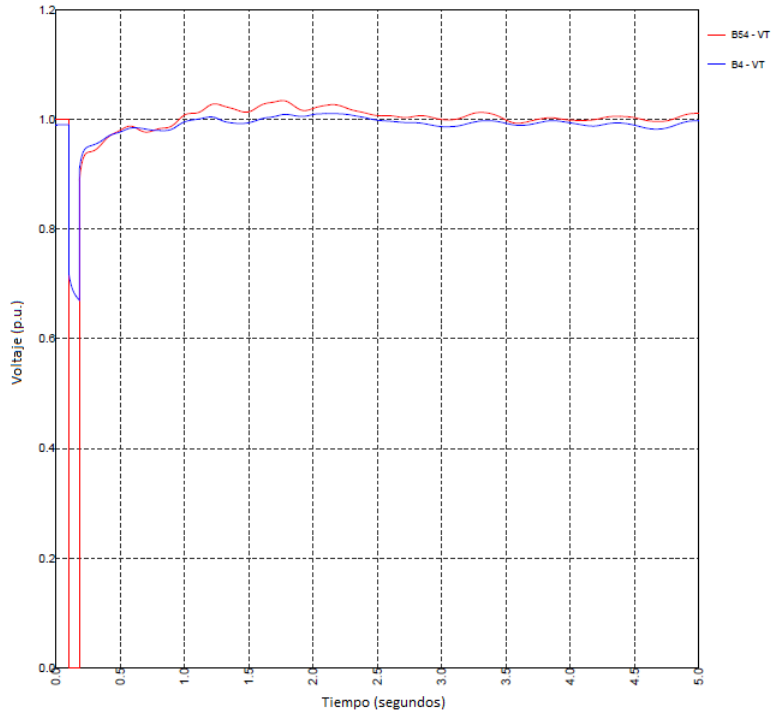
Se realizará una comparación entre el uso de la representación completa del parque eólico, es decir, todos y cada uno de los aerogeneradores, y el uso de modelos equivalentes del parque eólico. Se realizaron equivalentes de acuerdo a cada fila de aerogeneradores, obteniéndose así, cuatro para el parque Mar Azul y tres para el parque San Hilario.

4.6.1 Caso 1: Falla en el punto de interconexión del parque San Hilario

Las condiciones de esta simulación son las mismas que en el caso base, sin embargo, se añadieron los parques eólicos en sus respectivos puntos de interconexión y operan a su capacidad nominal. De igual forma en la respuesta se observó el comportamiento de las magnitudes de voltaje de secuencia positiva y, además, se comparó la respuesta del parque completo con la de la representación equivalente, mostrados en la figura 4.32 (a) y (b).



(a) Respuesta usando la representación completa del parque eólico.



(b) Respuesta usando modelos equivalentes del parque eólico.

Figura 4.32: Magnitud del voltaje nodal de los puntos de interconexión.

La representación equivalente, mostrada en la figura 4.32 (b), cumple con lo establecido en el código de red mexicano y se puede observar que la respuesta es muy parecida a la anterior en cuanto a valores máximos y mínimos, además de los tiempos en los que son alcanzados dichos valores. En ambas representaciones, se observó que el voltaje cumple con el hueco de tensión en el código de red, al igual que en el caso base sin generación eólica. En el caso base, el valor mínimo al que cae el voltaje del parque Mar Azul es 0.61 por unidad mientras que, en presencia de generación eólica, este valor es mayor y cae solamente a 0.67 por unidad, permitiendo una recuperación de la magnitud de voltaje a valores cercanos a 1 por unidad.

Los valores máximos de las respuestas de ambos buses donde se conectan los parques se alcanzan con cierto retraso, sin embargo, se aprecia una respuesta más suave. La principal ventaja y el objetivo de obtener un equivalente son reflejados en el tiempo de simulación, el cual se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 4.8: Tiempos de simulación de la contingencia usando ambas representaciones

	Completo (minutos)	Equivalente (minutos)	Porcentaje (%)
Tiempo	1.13	2.56	44.14

De acuerdo con el código de red mexicano, cuando en los puntos de interconexión de los parques eólicos se presenta una falla se deben respetar los límites de voltaje durante intervalos de tiempo definidos, lo anterior es conocido como hueco de tensión. El código de red establece que la falla debe ser liberada 150 milisegundos después de haber ocurrido y antes de 1 segundo la tensión debe haberse recuperado un 80% de su valor; antes de un tiempo de 4 segundos el valor de tensión ya debe ser mayor al 90%. En caso de no cumplir lo anterior el parque deberá ser desconectado de la red.

A partir de la figura anterior podemos ver que la respuesta cumple lo anterior, siendo liberada en cinco ciclos (0.0833333 segundos). Al primer segundo, el valor del voltaje está aproximadamente en un 98% de su valor nominal y luego permanece en valores cercanos. Según el código de red, el voltaje se debe encontrar en $\pm 5\%$ en estado permanente y $\pm 10\%$ en estado transitorio, por lo tanto, el parque cumple lo necesario para permanecer conectado a la red luego del disturbio.

4.6.2 Caso 1: Falla en el punto de interconexión del parque Mar Azul

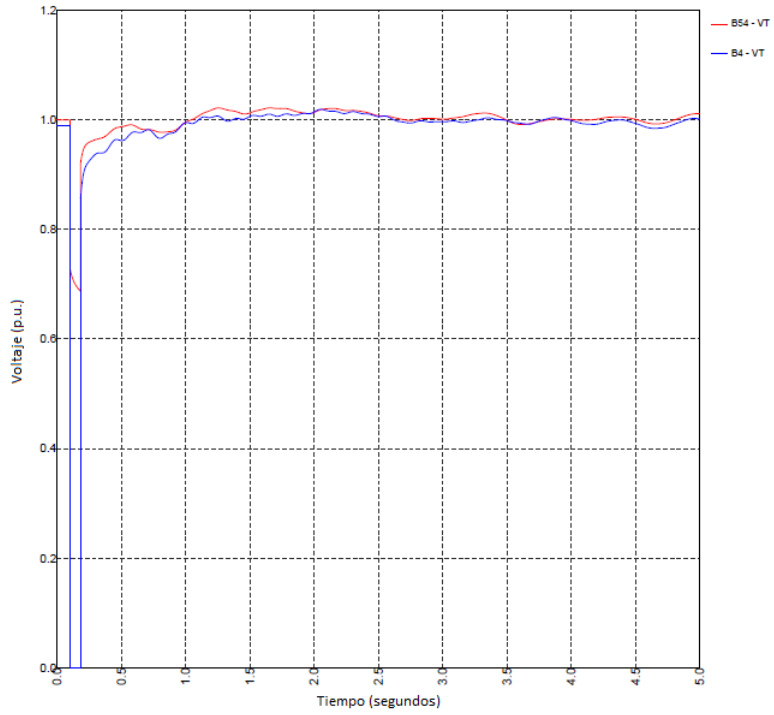
En este caso las dos respuestas son similares en cuanto a forma de onda, valores máximos y mínimos, y tiempo en el que alcanzan dichos valores. Además, ambas respuestas cumplen con lo establecido en el código de red, es decir, en el intervalo de tiempo que el voltaje se recupera una vez liberada la falla, el valor del voltaje nodal es superior a los límites del hueco de tensión.

Los tiempos de simulación se muestran en la tabla 4.9, en la cual se puede observar como el uso de modelos equivalentes reduce considerablemente los tiempos de simulación.

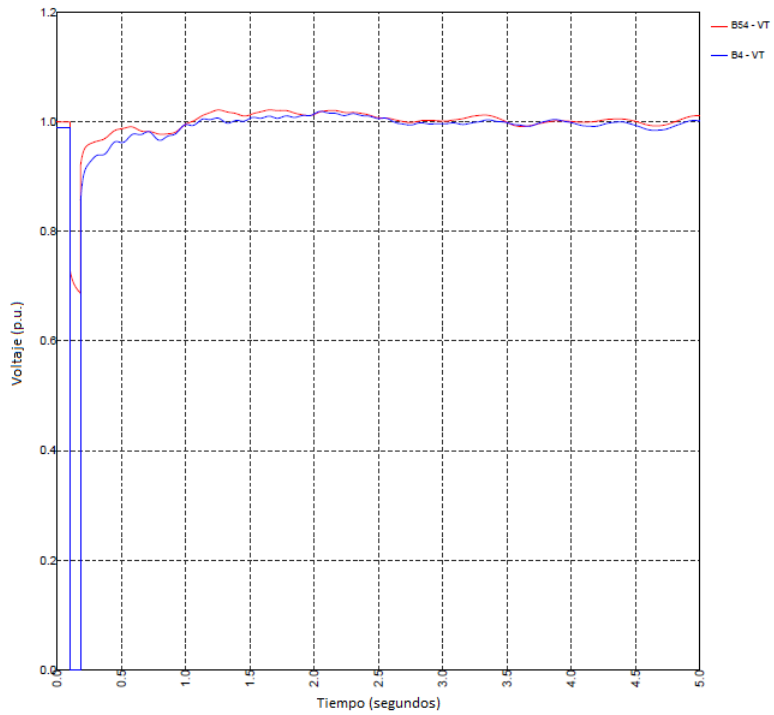
Tabla 4.9: Tiempos de simulación de la contingencia usando ambas representaciones

	Completo (minutos)	Equivalente (minutos)	Porcentaje (%)
Tiempo	2.81	0.85	30.47

Al igual que el caso anterior, se puede apreciar una respuesta más suave cuando se conecta generación eólica y el valor del voltaje cuando la falla está presente en el parque San Hilario sube de 0.64 por unidad, en el caso base, a 0.69 por unidad cuando se incorpora el parque, esta caída se debe a la presencia del cortocircuito y a la gran caída de tensión, generada por el aumento en la corriente. Además, los valores máximos de ambas respuestas de voltaje son menores, con una diferencia de 0.01 por unidad para la barra del parque San Hilario y 0.02 por unidad para la barra del parque Mar Azul.



(a) Respuesta usando la representación completa del parque eólico.



(b) Respuesta usando modelos equivalentes del parque eólico.

Figura 4.33: Magnitud del voltaje nodal en los puntos de interconexión.

4.6.3 Caso 1: Salida de la línea de transmisión L39

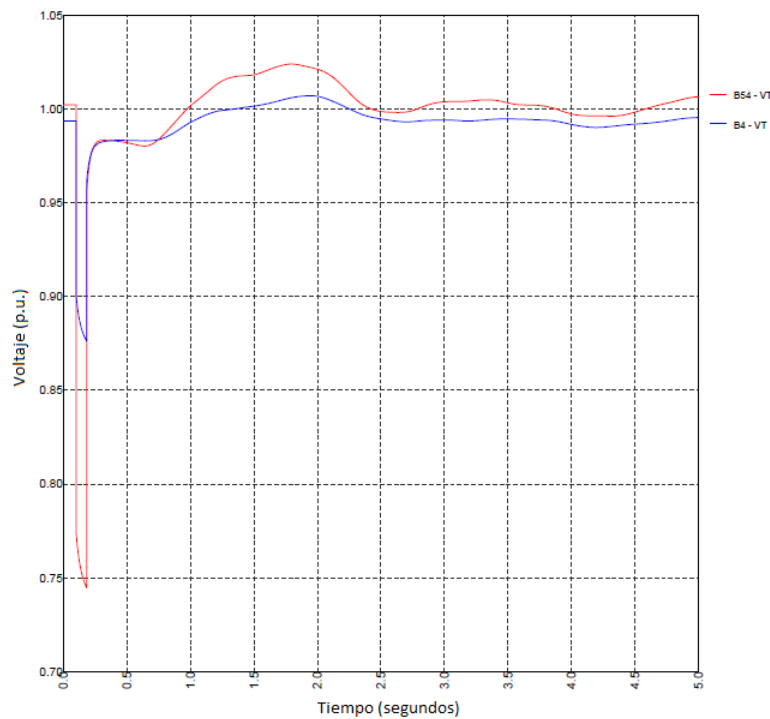
La respuesta de las magnitudes de la tensión de ambas representaciones se muestra en la figura 4.34 (a) y (b). Una vez más las respuestas son prácticamente iguales en ambos casos, mostrando que el uso de los equivalentes proporciona resultados válidos y da la ventaja de reducir los tiempos de simulación, como se muestra en la tabla 4.10.

Tabla 4.10: Tiempos de simulación la contingencia usando ambas representaciones

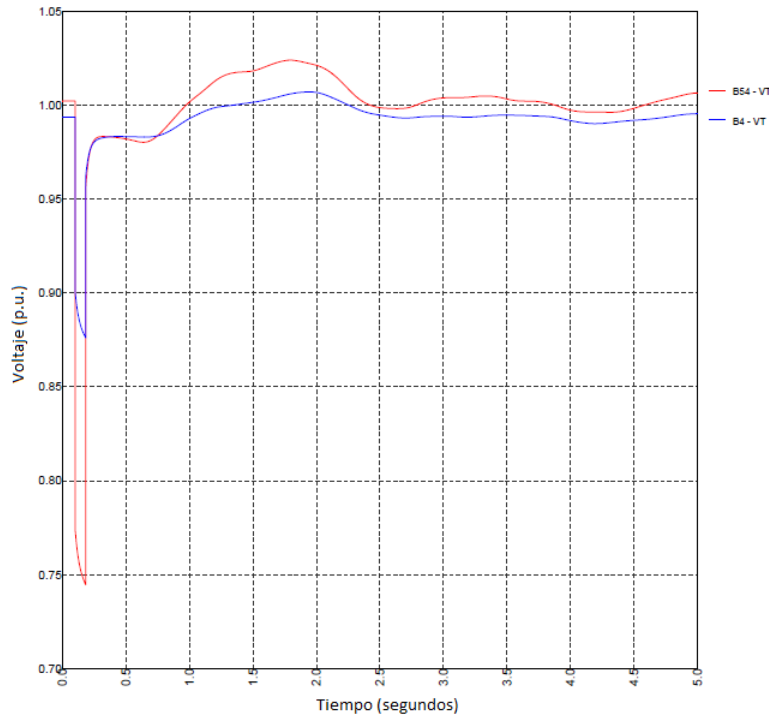
	Completo (minutos)	Equivalente (minutos)	Porcentaje (%)
Tiempo	2.35	0.68	28.93

En el caso base, la falla provoca que el voltaje caiga a 0.692 por unidad en el bus del parque San Hilario y 0.835 por unidad en el bus del parque Mar Azul. Estos valores aumentan cuando se conectan los parques eólicos, sus valores son 0.748 por unidad y 0.877 por unidad, para San Hilario y Mar Azul, respectivamente. Lo anterior muestra que los aerogeneradores del parque son capaces de contribuir en el soporte del voltaje en el punto de interconexión, tal y como pide el código de red.

A su vez, los voltajes nodales cumplen el hueco de tensión durante y después de la falla, permitiendo que puedan mantenerse conectados y entregando su potencia. Lo anterior era una respuesta esperada, al ser una falla que no ocurría en los nodos de interconexión.



(a) Respuesta usando la representación completa del parque eólico.



(b) Respuesta usando modelos equivalentes del parque eólico.

Figura 4.34: Magnitud del voltaje nodal en los puntos de interconexión.

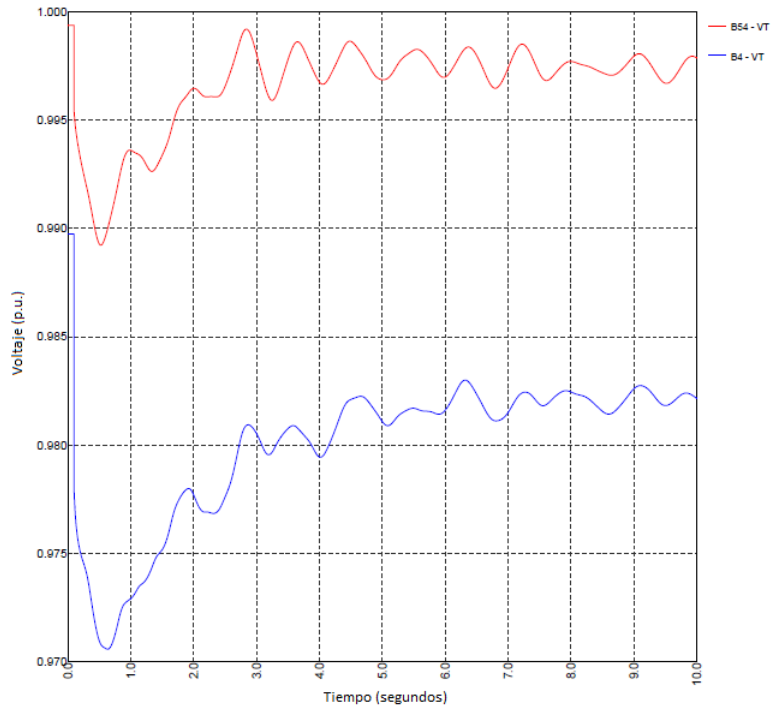
4.6.4 Caso 1: Salida del generador TG1

Las respuestas del voltaje a la salida del generador TG1 se muestran en la figura 4.35 (a) y (b). De igual forma que en el caso anterior, estas simulaciones han sido realizadas para un tiempo de 10 segundos con el fin de apreciar de mejor forma el comportamiento de los voltajes nodales en los buses.

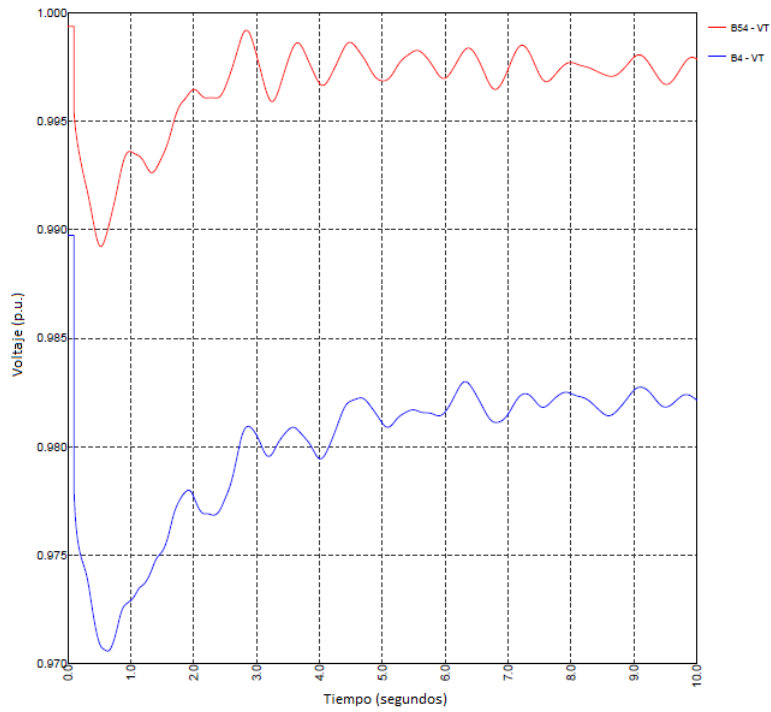
La pérdida de generación en un sistema tan pequeño como la red de Baja California Sur puede ser, junto con la salida de una línea de transmisión, una de las contingencias más críticas dentro de un sistema de estas características. La razón es, principalmente, la pérdida de reserva de potencia reactiva. Motivo por el cual los parques deben comportarse como elementos activos de la red y participar en el control de voltaje. En este caso, las respuestas de ambas representaciones tienen variaciones apreciables dentro de la gráfica, con un valor 0.0008 por unidad en el valor máximo y 0.0014 por unidad en el valor mínimo para el bus del parque San Hilario, mientras que para el parque Mar Azul la diferencia entre los valores mínimos y máximos son 0.0002 por unidad y 0.0004 por unidad, respectivamente. Los tiempos de simulación son:

Tabla 4.11: Tiempos de simulación de la contingencia usando ambas representaciones

	Completo (segundos)	Equivalente (minutos)	Porcentaje (%)
Tiempo	27.94	18.30	65.49



(a) Respuesta usando la representación completa del parque eólico.



(b) Respuesta usando modelos equivalentes del parque eólico.

Figura 4.35: : Magnitud del voltaje nodal en los puntos de interconexión.

En la fig. 4.35 (a) y (b), se muestran las respuestas de los puntos de interconexión de cada parque y se puede apreciar que el valor mínimo del voltaje en el parque San Hilario es mayor cuando hay presente generación eólica, mostrando así el soporte de voltaje que da en caso de contingencias dentro de la red. Por otro lado, en la barra del parque Mar Azul el valor es un poco menor (una diferencia de 0.001 por unidad entre el caso base sin presencia de generación eólica y el caso uno con la generación eólica operando a su capacidad nominal), la razón puede estar relacionada con el punto de operación inicial del parque, esto es, durante las condiciones previas a la falla, el parque está absorbiendo potencia reactiva y una vez que ocurre la contingencia debe cambiar ese punto de operación y aportar potencia reactiva para dar soporte de voltaje.

4.7 CASO 2: GENERACIÓN EÓLICA OPERANDO EN VALORES PROMEDIO

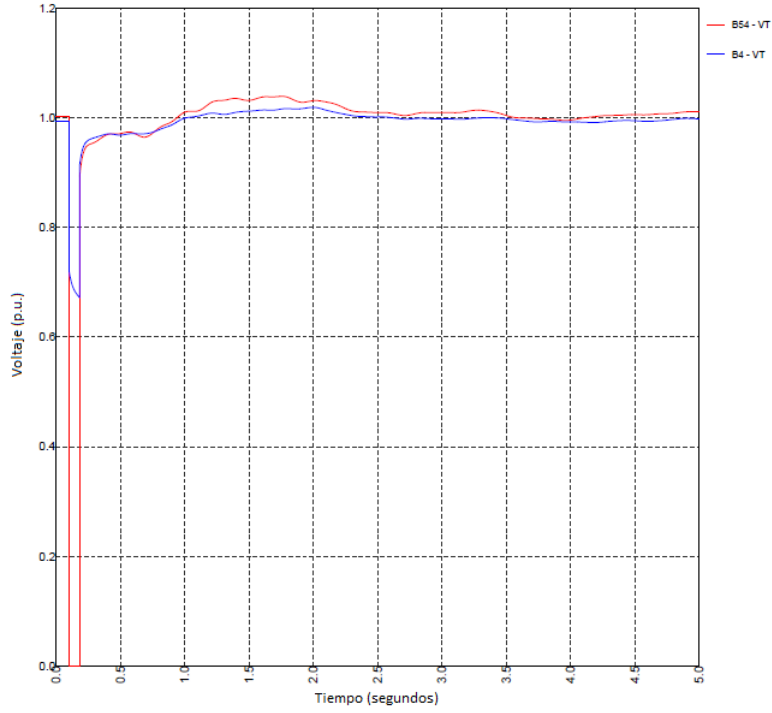
El segundo caso de estudio consiste en evaluar cómo se comporta el sistema eléctrico a diversas contingencias cuando opera en sus valores promedio, esto es, el aerogenerador no va a operar siempre suministrando su máxima potencia debido a que las condiciones de viento no siempre son adecuadas, por lo tanto, el caso anterior es una situación idealizada y poco probable. Para determinar un punto de operación más cercano a las condiciones bajo las cuales el parque eólica operará en la mayoría del tiempo se consideró el modelo de Jensen, detallado en el capítulo 3. A partir de esa metodología se obtiene la velocidad que le llegará a cada fila de aerogeneradores en el parque, considerando las pérdidas por el efecto estela. Una vez obtenida esa velocidad nueva a partir de los datos promedio de la zona, se obtendrá la potencia extraída a partir de la curva de potencia del aerogenerador.

Considerando el modelo antes mencionado el parque no estará aportando su máximo de potencia, sin embargo, será la condición que se presente con mayor frecuencia durante la vida del parque eólico. El análisis consideró las contingencias previamente mencionadas y se comparó la respuesta de la representación completa del parque y la representación equivalente, considerando la velocidad del viento como factor de agrupamiento.

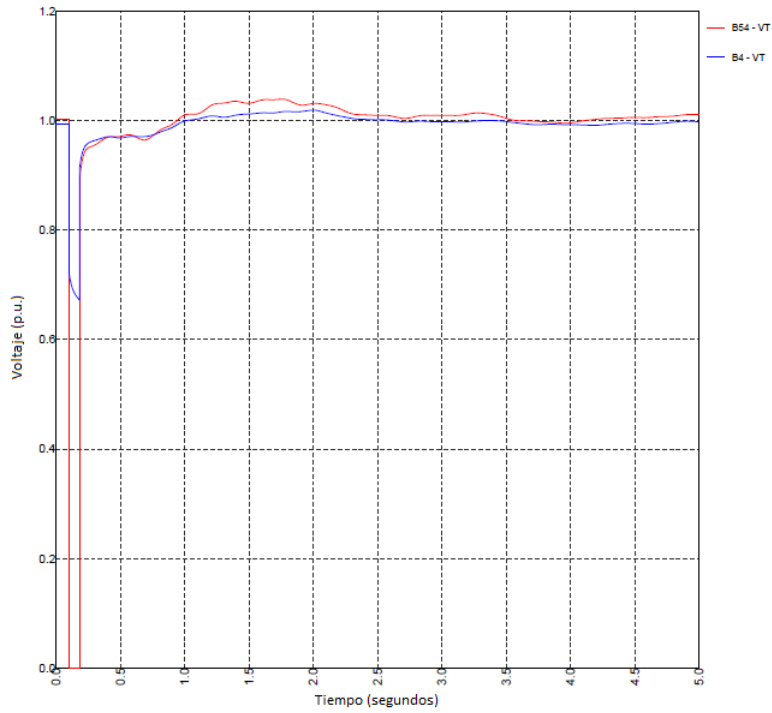
4.7.1 Caso 2: Falla en el punto de interconexión del parque San Hilario

Una vez obtenido el punto de operación por fila se realizó el agrupamiento para obtener un equivalente de tres máquinas para el parque San Hilario y 4 máquinas para el parque Mar Azul. En la siguiente figura se muestra la respuesta de la magnitud de voltaje para ambas representaciones. Como se puede observar, en ambas representaciones los valores máximos y mínimos son cercanos en magnitud y en el tiempo en que ocurren. Para este caso el valor mínimo y máximo del voltaje en el bus del parque Mar Azul es exactamente igual, mientras que el tiempo en el que ocurre el valor máximo es alrededor de 1.8 segundos.

En el caso del bus del parque San Hilario (sitio donde ocurre la falla) el valor máximo es exactamente igual entre la representación completa y el equivalente, el tiempo es aproximadamente 1.6 segundos en ambas representaciones. Ambas representaciones cumplen el hueco de tensión mencionado en el código de red.



(a) Respuesta usando la representación completa del parque eólico.



(b) Respuesta usando modelos equivalentes del parque eólico.

Figura 4.36: : Magnitud del voltaje nodal en los puntos de interconexión.

En comparación con el caso base y, al igual que en los análisis anteriores, la caída de voltaje en el bus donde no ocurrió la falla se ve reducida de 0.61 por unidad a 0.68 por unidad, en cambio, los

valores máximos ocurren con un retraso en el tiempo pero sin variación en su magnitud, sin embargo, se aprecia una recuperación lenta en los valores del voltaje en estado permanente cuando está presente la generación eólica operando.

Al igual que los casos anteriores, el parque puede seguir entregando su potencia a la red debido a que cumple los requisitos del código de red mexicano. Principalmente el hueco de tensión, el cual ha sido establecido como criterio para la continuidad de la operación del parque, luego de ser sometido a una falla. Además se observa que en los segundos finales de la simulación, la magnitud de voltaje se mantiene muy cerca de 1 por unidad, con lo cual se puede concluir que ha alcanzado el estado estacionario. Sus tiempos de simulación son los mostrados en la tabla.

Tabla 4.12: Tiempos de simulación de la contingencia usando ambas representaciones

	Completo (minutos)	Equivalente (minutos)	Porcentaje (%)
Tiempo	3.04	0.83	27.30

4.7.2 Caso 2: Falla en el punto de interconexión del parque Mar Azul

La figura 4.37 muestra el comportamiento de la magnitud de voltaje cuando son sometidos a esta contingencia. Al igual que en los casos anteriores, el comportamiento consiste en una depresión del voltaje durante el tiempo en que la falla está presente. Una vez que la falla es liberada, el voltaje nodal comienza a recuperarse hasta alcanzar valores cercanos a 1 por unidad.

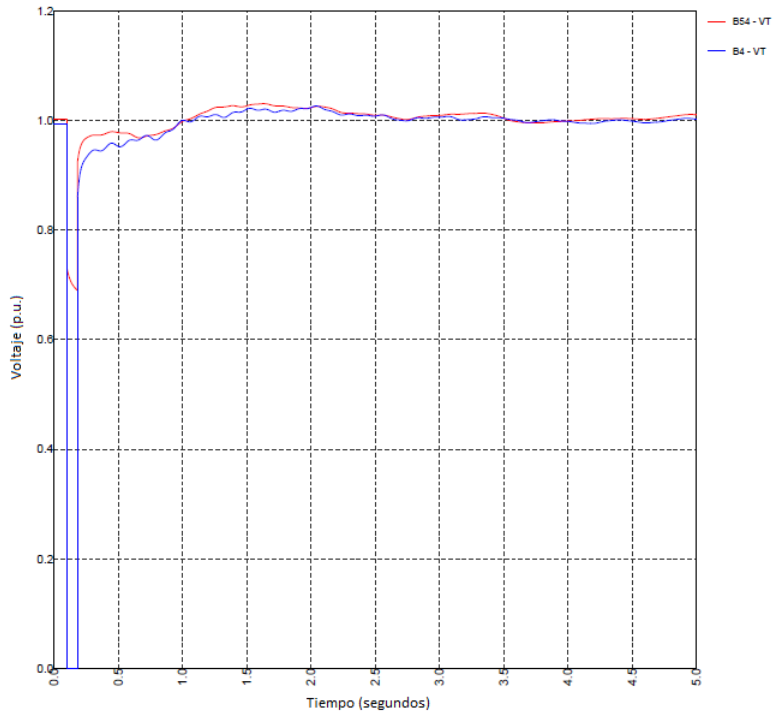
La figura 4.37 (b) muestra el comportamiento del voltaje utilizando modelos equivalentes para representar el parque eólico. Al comprar ambos gráficos de la respuesta, se observó el mismo comportamiento de los valores máximos y mínimos, los cuales son exactamente iguales y ocurren, aproximadamente a 1.6 y 2 segundos para San Hilario y Mar Azul, respectivamente. Los tiempos de simulación son los siguientes.

Tabla 4.13: Tiempos de simulación de la contingencia usando ambas representaciones

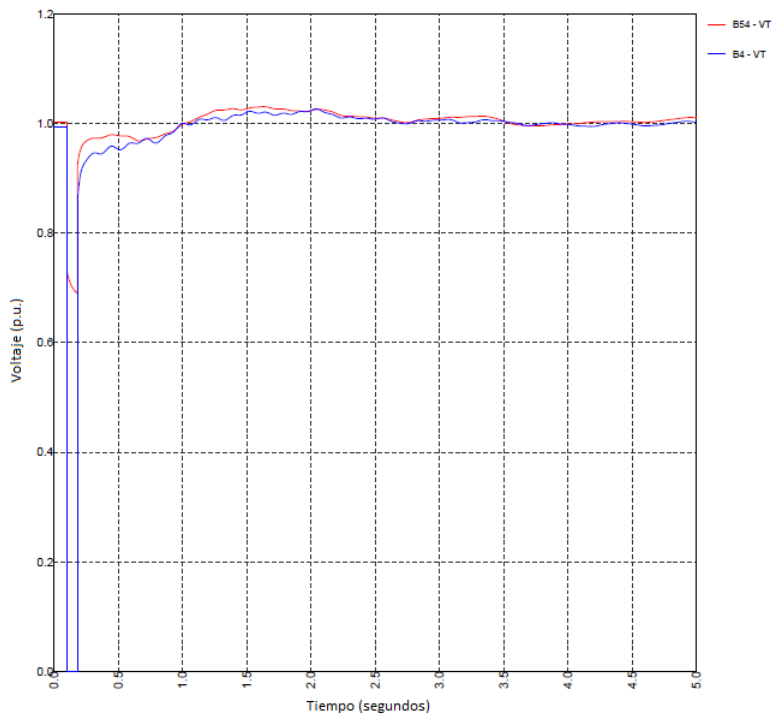
	Completo (minutos)	Equivalente (minutos)	Porcentaje (%)
Tiempo	4.25	0.85	20

La tabla anterior muestra una reducción significativa (80%) del tiempo empleado para llevar a cabo la simulación, mostrando una gran ventaja.

Al igual que esta contingencia en el caso 1, se muestra una respuesta más suave con respecto al caso base, principalmente en el bus donde ocurrió la falla. Ambos valores máximos se alcanzan a tiempos más prolongados (1.6 y 2 segundos) y el valor mínimo al que cae el voltaje en el bus donde no ocurrió la falla es mayor comparado con el caso base. Al igual que los casos anteriores, el parque puede seguir operando debido a que cumple los requisitos del código de red mexicano. Principalmente el hueco de tensión, el cual ha sido establecido como criterio para la continuidad de la operación del parque, luego de ser sometido a una falla.



(a) Respuesta usando la representación completa del parque eólico.

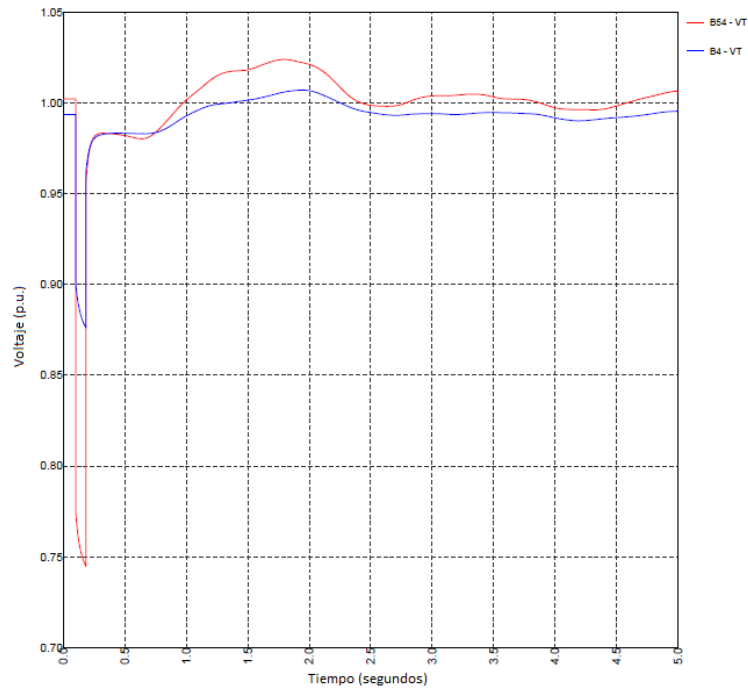


(b) Respuesta usando modelos equivalentes del parque eólico.

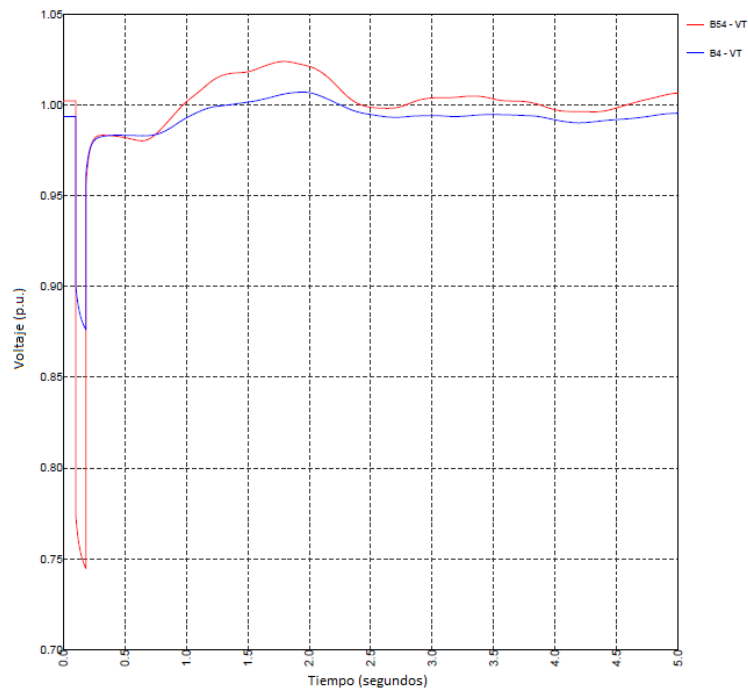
Figura 4.37: : Magnitud del voltaje nodal en los puntos de interconexión.

4.7.3 Caso 2: Salida de la línea de transmisión L39

Las respuestas del voltaje a la siguiente contingencia es la mostrada en las siguientes figuras.



(a) Respuesta usando la representación completa del parque eólico.



(b) Respuesta usando modelos equivalentes del parque eólico.

Figura 4.38: : Magnitud del voltaje nodal en los puntos de interconexión.

Un comportamiento similar es observado una vez más. Para el caso del parque San Hilario, sólo existe una diferencia de 0.001 por unidad en el valor mínimo que alcanza. En el caso del parque Mar Azul ambos valores son exactamente iguales. Los tiempos en los que dichos valores se alcanzan son similares y en el caso de los valores máximos estos se alcanzan en un tiempo alrededor de 1.8 segundos.

A pesar de no estar en sus valores nominales de operación, se puede apreciar el soporte de voltaje que aporta el parque eólico. Impidiendo una mayor caída del voltaje durante los instantes de la falla.

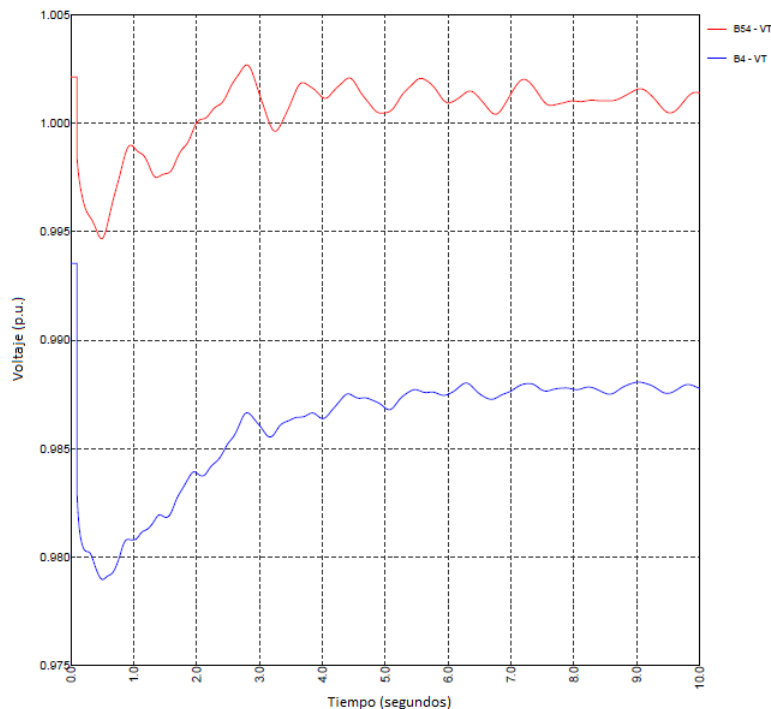
Los tiempos de simulación son:

Tabla 4.14: Tiempos de simulación de la contingencia usando ambas representaciones

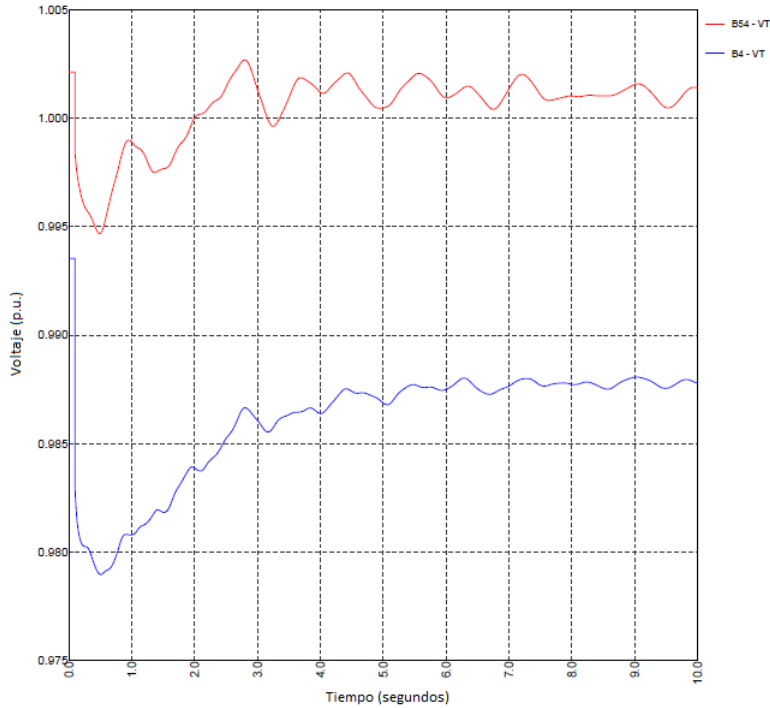
	Completo (minutos)	Equivalente (minutos)	Porcentaje (%)
Tiempo	2.27	0.59	26

4.7.4 Caso 2: Salida del generador TG1

La última contingencia analizada fue la que tuvo mayor discrepancia entre la representación completa y la equivalente, presentándose una vez más en este caso de estudio. Las siguientes figuras muestran la respuesta de ambas barras.



(a) Respuesta usando la representación completa del parque eólico.



(b) Respuesta usando modelos equivalentes del parque eólico.

Figura 4.39: : Magnitud del voltaje nodal en los puntos de interconexión.

En este caso, los valores mínimos en San Hilario difieren 0.006 y los máximos difieren en 0.004 por unidad en ambos casos, mientras que en el bus del parque Mar Azul difieren 0.005 los máximos y 0.008 los mínimos, los tiempos en que se alcanzan dichos valores son similares en ambas representaciones.

Un análisis similar se hizo en comparación con el caso base, en el cual la caída de voltaje es mayor en comparación con el caso 2 (una diferencia de 0.0039 por unidad) y el valor final en el que se estabiliza el voltaje (cerca de 0.9875 por unidad) es mayor que en el caso base.

Los tiempos de simulación son los siguientes:

Tabla 4.15: Tiempos de simulación de la contingencia usando ambas representaciones

	Completo (segundos)	Equivalente (segundos)	Porcentaje (%)
Tiempo	57.73	15.94	27.61

4.8 CASO INESTABLE DE LA RED ELÉCTRICA DE BAJA CALIFORNIA SUR

El siguiente caso de estudio considera algunas circunstancias específicas del sistema en las cuales el sistema presenta inestabilidad en términos de voltaje. Lo anterior se explica con más detalle en los siguientes puntos:

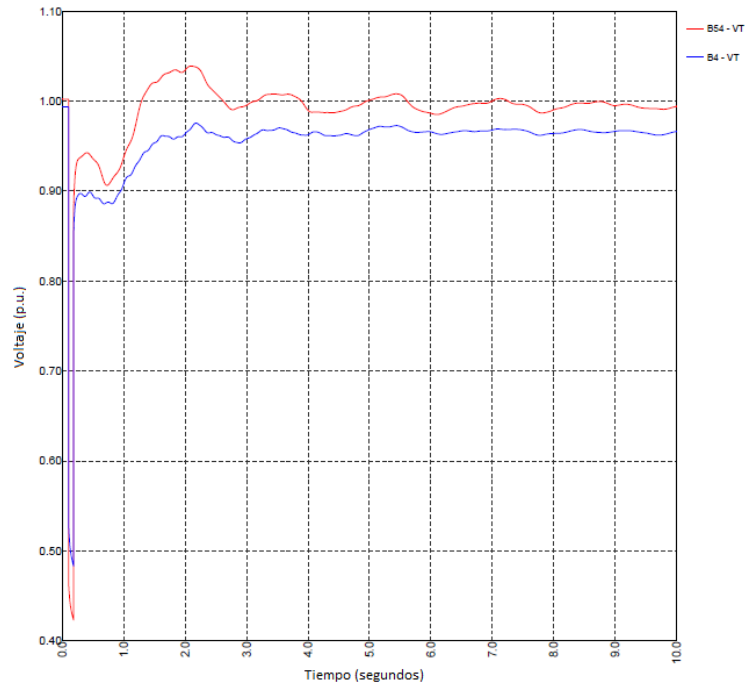
- i. La contingencia seleccionada en este caso de estudio no divide la red en dos o más subredes ni desconecta carga. Basados en lo anterior se selecciona como contingencia crítica la salida de las líneas de transmisión L43 y L44, las cuales reducen la cargabilidad del sistema [8].
- ii. El parque Mar Azul operará a velocidad reducida (y por lo tanto potencia reducida), la velocidad considerada es la mínima para la producción de potencia (una velocidad mínima de 3.1648 m/s). Operando a tal velocidad el parque producirá un total de 0.6356 MW, los cuales serán inyectados a la red.
- iii. Se considera la operación nominal del parque San Hilario.

Con la metodología utilizada en [8], la cual se basa en el análisis modal, se establece que este caso es inestable y sus voltajes de operación de los buses en la zona sur, donde se encuentra el parque Mar Azul, se encuentran entre 0.92-0.98 por unidad. Considerando todo lo anterior, se realizó una simulación dinámica con duración de 10 segundos con el fin de poder apreciar de mejor forma el comportamiento del voltaje nodal. Al igual que los casos anteriores, se utiliza una representación equivalente y se compara con la representación completa del parque eólico.

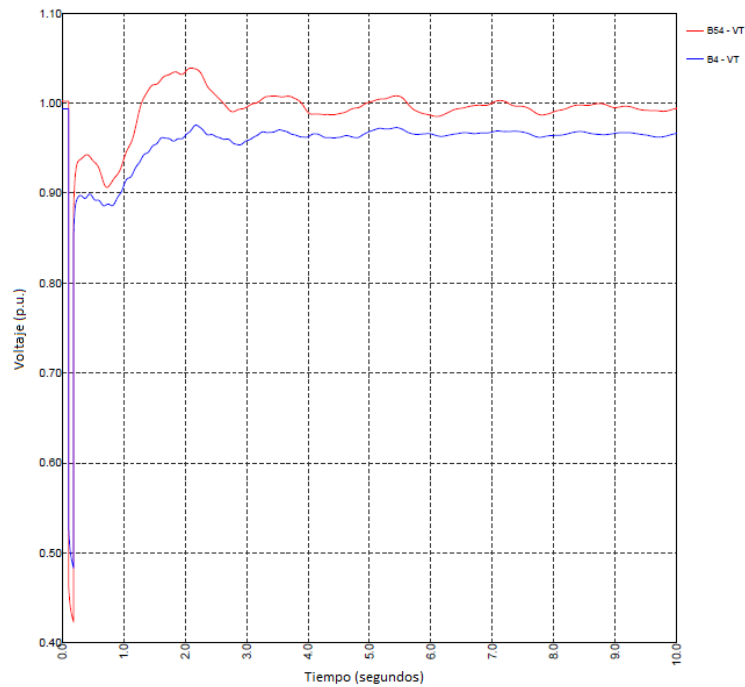
Las figuras 4.40 (a) y (b) muestran el comportamiento del voltaje utilizando la representación completa y la equivalente, respectivamente. Ambas gráficas muestran un comportamiento prácticamente igual del voltaje, mostrando una vez más la utilidad de los equivalentes. Para este caso de estudio, nos centraremos en el apartado 5.5 del código de red, el cual fue citado textualmente en el desarrollo del capítulo 2, y este menciona el hueco de tensión que debe de cumplir el voltaje en el punto de interconexión ante fallas en el mismo punto y fallas externas. Se realizó una comparación entre el comportamiento obtenido en la simulación y el hueco de tensión mostrado en el código de red, a partir de él se puede decir lo siguiente:

- i. Los voltajes en los puntos de interconexión cumplen con los límites establecidos en el código de red, sin embargo, su comportamiento muestra fluctuaciones en el voltaje varios segundos después del momento en el que ocurre la falla. Al tener soporte de voltaje en el punto de interconexión, los voltajes logran sostenerse dentro de valores aceptables y el parque puede continuar operando.
- ii. Las fluctuaciones antes mencionadas se mantienen en un intervalo de 0.995-1.050 por unidad en el parque San Hilario, mientras que en el parque Mar Azul se mantienen en un intervalo de 0.965-0.970 por unidad. El valor mínimo al que cae el voltaje en el instante que ocurre la falla es de 0.423 por unidad para el parque San Hilario, mientras que el valor mínimo para el parque Mar Azul es de 0.483 por unidad.
- iii. A partir del análisis modal realizado en [8] se llega a establecer una relación entre los nodos de la zona norte y de la zona sur con los valores característicos de los modos, esto es, para el caso donde ocurre una contingencia en la zona norte el valor característico del primer modo disminuirá en mayor magnitud y para una contingencia en la zona sur, el modo que más disminuye su valor característico es el segundo. La contingencia seleccionada se encuentra en la zona sur y como se mencionó anteriormente, disminuye la cargabilidad de la red. Las figuras 4.41 (a) y (b) muestran el comportamiento de los buses de la zona sur representando todos los aerogeneradores y usando equivalentes, además muestran el intervalo en el que se encuentran dichos voltajes y como sus valores son superiores a los voltajes de la zona sur del caso base, los cuales se muestran en la figura 4.42, mostrando así una ligera mejoría a la estabilidad cuando la generación eólica está presente en la red,

incluso en el caso crítico cuando uno de los dos parque eólicos opera a un valor bajo de potencia. Es importante mencionar que de acuerdo a los datos de viento, este caso se presenta en el 14% de las mediciones recabadas.

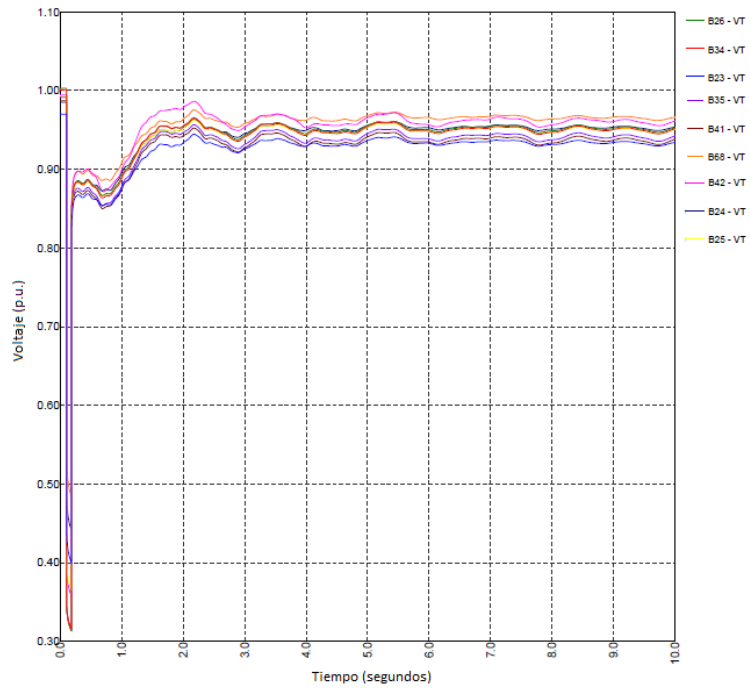


(a) Respuesta usando la representación completa del parque eólico.

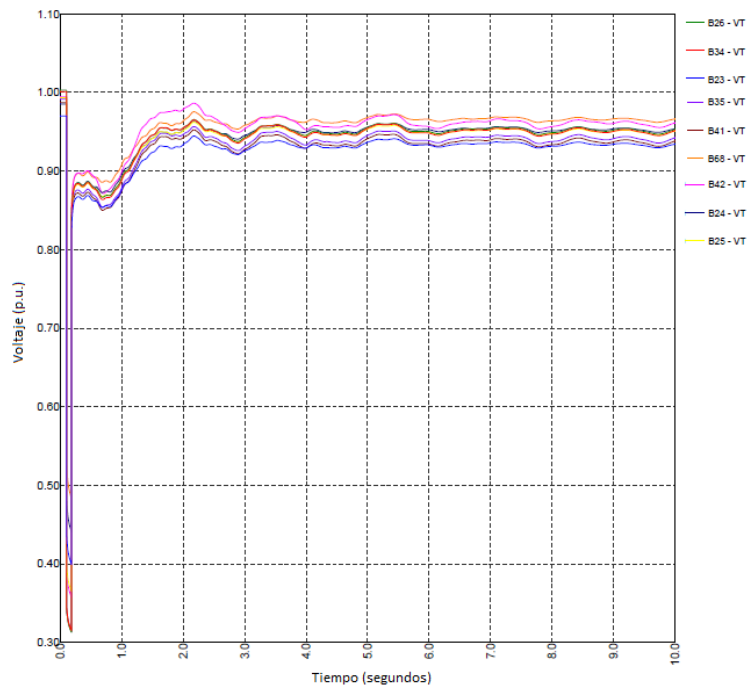


(b) Respuesta usando modelos equivalentes del parque eólico.

Figura 4.40: Voltajes en el punto de interconexión para el caso inestable.



(a) Respuesta usando la representación completa del parque eólico.



(b) Respuesta usando modelos equivalentes del parque eólico.

Figura 4.41: Voltajes de los nodos en la parte sur de la red.

Mediante el análisis estático se llegó a la conclusión de un sistema inestable en términos de voltaje bajo las condiciones mencionadas anteriormente, sin embargo, realizando un análisis de los resultados obtenidos con la contingencia crítica se pueden obtener las siguientes conclusiones principales:

- i. Según lo establecido en la sección 5.5 del código de red, sección que habla del hueco de tensión, los parques pueden seguir operando debido al cumplimiento de dichos límites quedando a consideración la presencia de oscilaciones dentro de la respuesta del voltaje, figuras 4.40 (a) y (b).
- ii. Durante condiciones transitorias cumple el requisito al operar en un $\pm 10\%$ del voltaje nominal y el voltaje nodal parece estabilizarse en valores superiores a 0.95 por unidad (alrededor de 0.97 por unidad). Por lo anterior, se puede confirmar el cumplimiento de los límites de tensión los primeros cinco segundos para condiciones transitorias, para la siguiente parte de la simulación cuando comienza a entrar en estado estacionario continúa cumpliendo con los límites establecidos en el código de red ($\pm 5\%$ en estado estacionario).
- iii. A partir de las figuras 4.40 (a) y (b) se puede observar como algunos nodos presentan voltajes en un intervalo de 0.90-0.95, los cuales son considerados voltajes bajos para la operación normal del sistema eléctrico. Lo anterior confirma que la zona sur es la más sensible a caídas de voltaje tras ser sometida a contingencias y debería considerarse la instalación de compensación reactiva.

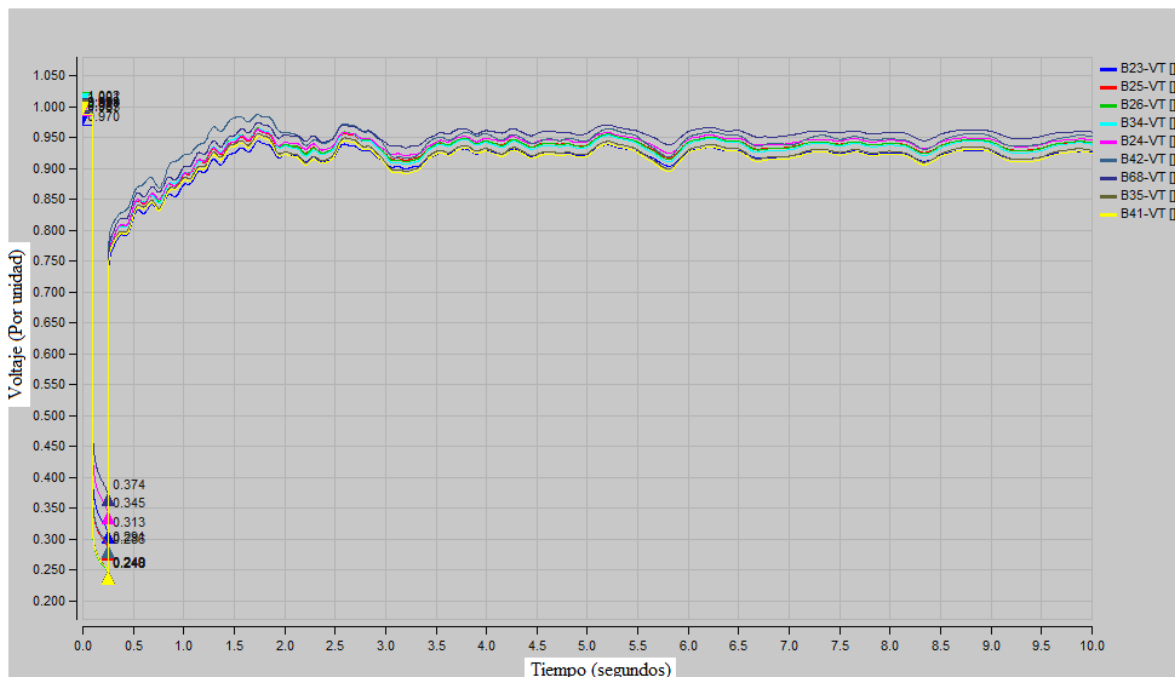


Figura 4.42 (a): Magnitud de voltaje en los nodos de la parte sur del sistema eléctrico de Baja California Sur.

5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

5.1 CONCLUSIONES

Durante el presente trabajo se ha realizado un análisis dinámico de estabilidad de voltaje en redes eléctricas que tienen presencia de generación eólica. A lo largo de la tesis se describió la composición de los parques eólicos y la ventaja que representa obtener equivalentes para reducir tiempos de simulación, además se presentó una metodología para la obtención de dicho equivalente.

Una vez obtenidos los resultados se pudo probar la utilidad de dichos equivalentes, los cuales reducían el tiempo de simulación a menos de un 50% del tiempo en el que se simulaban todos los aerogeneradores. Aunado a lo anterior, se obtenía una respuesta similar en su comportamiento a la original, mostrando así la ventaja que conlleva si estos equivalentes se utilizan de forma adecuada. Sin embargo, para hacer un correcto agrupamiento se propusieron los criterios mostrados, los cuales ayudan a que los equivalentes funcionen de mejor forma y así poder desechar la idea de representar el parque como una sola máquina.

Una vez concluido este trabajo, es posible establecer las siguientes conclusiones generales obtenidas del presente trabajo:

- Los equivalentes son útiles para realizar simulaciones dinámicas si se agrupa en conjuntos seleccionados adecuadamente dependiendo del tipo y punto de operación de los aerogeneradores.
- El modelo del aerogenerador tipo 3 utilizado en este trabajo es válido únicamente cuando se utiliza para simulaciones dinámicas a corto plazo.
- Las simulaciones dinámicas nos permiten comparar adecuadamente el comportamiento del voltaje en condiciones de contingencias severas y compararlos con el hueco de tensión establecido en el código de red.
- En la actualidad es importante considerar el código de red de cada país, los cuales permiten interconectar los parques eólicos de forma confiable y segura a la red eléctrica.
- Los aerogeneradores de velocidad variables son la mejor opción para la interconexión segura, gracias a su capacidad de operar como planta convencional (control de voltaje y frecuencia).

Acerca de los resultados obtenidos del análisis de los casos de estudio analizados, principalmente el caso de la red eléctrica de Baja California Sur, se puede decir lo siguiente:

- La incorporación de generación eólica puede ser muy benéfica si es planificada de forma adecuada, es decir, un parque eólico nos proporcionará una reserva para absorber o suministrar potencia reactiva, la cual nos ayudará a mejorar los perfiles de voltaje y a su vez será una forma de controlar el mismo. En los resultados presentados en la tesis se puede apreciar como en condiciones de contingencia ayudan a reducir la caída del voltaje, sin embargo, es necesario tener presente que esta capacidad de absorción o suministro no es igual al de una máquina síncrona en una planta convencional.
- Como se mencionó antes, el sistema de Baja California Sur es un sistema débil y puede que la incorporación de generación variable afecte a la estabilidad del sistema si no se planifica adecuadamente, principalmente por la pérdida de la inercia en el sistema.
- Los modelos genéricos establecidos en el estándar IEC 41600-27 son adecuados para simulaciones en casos reales y permiten obtener resultados válidos si no se cuenta con el modelo del fabricante.

5.2 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

Con el objetivo de profundizar la investigación realizada en este trabajo y sus resultados, se proponen los siguientes puntos para enriquecer este análisis de estabilidad:

- Utilizar esta metodología de obtención de equivalentes para realizar simulaciones dinámicas a largo plazo y proponer alguna adecuación en caso de ser necesaria, enfocando el trabajo en el modelo del generador debido a la limitante de los modelos genéricos de la IEC.
- Investigar los impactos de la generación eólica en redes débiles y como afecta a la estabilidad de frecuencia, la cual es impactada debido a la pérdida de inercia del sistema.
- Comparar la precisión del modelo de Jensen para obtener las pérdidas por el efecto estela con mediciones reales y explorar posibles mejoras a dicho modelo.
- Investigar el comportamiento del sistema cuando el parque esté operando a bajas velocidades de viento y el sistema sea sometido a contingencias severas.
- Realizar un análisis de estabilidad dinámica de voltaje utilizando otras fuentes de generación variable, como la fotovoltaica.

APÉNDICE A: DATOS DE LA RED DE BAJA CALIFORNIA SUR

Tabla A.1: Datos de generación

GENERADOR	BUS	Vpu	Pgen (MW)	Pmin (MW)	Pmax (MW)	Qmin (MVAR)	Qmax (MVAR)
D1	B5	1.014	35.6	0	41	-12	15
D2	B6	1.000	28	0	41	-12	15
D3	B7	1.010	28	0	34.6	-12	15
D4	B8	1.010	28	0	34.6	-12	15
D5	B9	1.025	28	0	41	-12	15
TE1	B10	1.007	30	0	37.4	-15	20
TE2	B11	1.007	30	0	37.4	-15	20
TE3	B12	1.007	30	0	37.4	-15	20
TE4	B13	1.014	16	0	23.5	-10	10
TE5	B14	1.023	22	0	39	-18	10
TG1	B15	1.014	24	0	31.9	-10	10
TG2	B16	1.000	30	0	38	-21	33
TG3	B16	1.000	10	0	27.5	-11	23
TG4	B17	1.014	20	0	24.2	-10	10
TG5	B18	1.000	28	0	30	-20	20
TG6	B18	1.000	10	0	24.2	-10	10
TG7	B19	1.000	12	0	35	-10	20

Tabla A.2: Datos de carga

CARGA	BUS	P (MW)	Q (MVAR)
C1	B3	0.3	0
C2	B5	2.1	0.81
C3	B22	42	12.5
C4	B23	42.5	14.5
C5	B24	45	12.5
C6	B25	5.1	1.9
C7	B26	9.8	2.3
C8	B29	59	12.9
C9	B30	12	2.5
C10	B32	26.8	6.5
C11	B33	0.5	0.1
C12	B34	11.9	3.5
C13	B35	29	8.2
C14	B36	3.8	1.03
C15	B38	4.5	0.5
C16	B39	6	0.9
C17	B40	12.9	4.5
C18	B41	15.8	3.5
C19	B42	7	0.7
C20	B43	21	6.6
C21	B60	7.5	1.5
C22	B66	17	2.5
C23	B68	3.1	0.5

Tabla A.3: Datos de las líneas de transmisión

ELEMENTO	B-ENVÍO	B-RECEPCIÓN	R (P.U.)	X (P.U.)	B (P.U.)
L1	B1	B53	0.091375	0.325697	0.043953
L2	B1	B55	0.019224	0.068523	0.009247
L3	B1	B58	0.000000	0.001000	0.000000
L4	B3	B2	0.038780	0.141520	0.016940
L5	B2	B44	0.041940	0.162590	0.019900
L6	B3	B66	0.109340	0.145890	0.018200
L7	B3	B67	0.035940	0.131140	0.015700
L8	B4	B46	0.003870	0.021280	0.003140
L9	B4	B64	0.004760	0.026210	0.003880
L10	B4	B68	0.004340	0.016760	0.002240
L11	B44	B54	0.012390	0.043430	0.005640
L12	B44	B56	0.002770	0.021310	0.003000
L13	B44	B57	0.018050	0.070760	0.008970
L14	B45	B46	0.004810	0.032310	0.004380
L15	B47	B45	0.006600	0.039940	0.005680
L16	B46	B50	0.008810	0.066510	0.009140
L17	B46	B64	0.008630	0.047490	0.007020
L18	B47	B50	0.007640	0.051540	0.007200
L19	B48	B50	0.003250	0.018470	0.002320
L20	B59	B48	0.007900	0.048040	0.006500
L21	B49	B53	0.016220	0.092060	0.012900
L22	B49	B53	0.017010	0.097250	0.013440
L23	B50	B62	0.007600	0.049210	0.007040
L24	B60	B51	0.065760	0.239280	0.030400
L25	B60	B51	0.065760	0.239280	0.030400
L26	B51	B63	0.070050	0.253760	0.030880
L27	B65	B52	0.032100	0.181000	0.022600
L28	B65	B52	0.032100	0.181000	0.022600
L29	B53	B65	0.030770	0.108370	0.013960
L30	B53	B65	0.030770	0.108370	0.013960
L31	B54	B60	0.018640	0.065990	0.008420
L32	B56	B60	0.028670	0.107900	0.012240
L33	B56	B60	0.028400	0.106830	0.012120
L34	B67	B56	0.114430	0.419030	0.050380
L35	B57	B60	0.013980	0.056330	0.007140
L36	B59	B62	0.007510	0.045220	0.006440
L37	B61	B60	0.000410	0.001420	0.000200
L38	B63	B62	0.088890	0.186600	0.021340
L39	B67	B65	0.082050	0.299890	0.035980
L40	B67	B65	0.082050	0.299890	0.035980
L41	B71	B69	0.002700	0.022700	0.042440
L42	B71	B69	0.002700	0.022700	0.042440
L43	B71	B70	0.018090	0.146170	0.298780
L44	B71	B70	0.018090	0.146170	0.298780

Tabla A.4: Datos de compensadores

CARGA	BUS	Q (MVAR)
SH1	B22	2.1
SH2	B23	1.8
SH3	B24	1.8
SH4	B25	1.8
SH5	B26	3.3
SH6	B27	-15
SH7	B29	6
SH8	B31	-15
SH9	B32	2
SH10	B35	1.9
SH11	B38	2.6
SH12	B41	3.6
SH13	B45	9
SH14	B46	10.5
SH15	B48	3.6
SH16	B62	6.5

Tabla A.5: Datos de transformadores de tres devanados

ELEMENTO	B _H	B _M	B _L	X _{HM} (P.U.)	X _{HL} (P.U.)	X _{ML} (P.U.)
T47	B70	B50	B27	0.06260	0.21500	0.13300
T48	B70	B50	B28	0.06310	0.21300	0.13500
T49	B71	B56	B31	0.06493	0.21488	0.13411

Tabla A.6: Datos de transformadores de dos devanados

ELEMENTO	B-ENVÍO	B-RECEPCIÓN	R (P.U.)	X (P.U.)	TAP
T1	B5	B69	0.00000	0.27756	1.00870
T2	B6	B69	0.00000	0.24421	1.00000
T3	B7	B52	0.00000	0.22143	1.00000
T4	B8	B52	0.00000	0.22594	1.00000
T5	B9	B52	0.00000	0.23860	1.00000
T6	B10	B60	0.00000	0.23959	1.02500
T7	B11	B60	0.00000	0.23475	1.02500
T8	B12	B60	0.00000	0.22727	1.02500
T9	B13	B61	0.00000	0.25833	1.02500
T10	B14	B61	0.00000	0.40500	1.02500
T11	B15	B64	0.00000	0.23571	1.00000
T12	B16	B64	0.00000	0.23405	1.00000
T13	B17	B64	0.00000	0.23233	0.99375
T14	B18	B64	0.00000	0.26594	0.95054
T15	B19	B65	0.00000	0.26833	0.95000
T16	B60	B20	0.00000	1.26400	1.00000
T17	B60	B21	0.00000	1.14933	1.00000
T18	B44	B22	0.00000	0.54200	0.97500
T19	B44	B22	0.00000	0.67339	0.93261
T20	B44	B22	0.00000	0.49400	0.97500
T21	B45	B23	0.00000	0.60450	0.98043
T22	B45	B23	0.00000	0.49700	0.97500
T23	B46	B24	0.00000	0.47533	0.97500
T24	B46	B24	0.00000	0.49067	0.97500
T25	B47	B25	0.00000	0.49667	1.00000
T26	B48	B26	0.00000	0.52189	1.00000
T27	B54	B29	0.00000	0.41142	0.98043

ELEMENTO	B-ENVÍO	B-RECEPCIÓN	R (P.U.)	X (P.U.)	TAP
T28	B54	B29	0.00000	0.40867	0.98043
T29	B55	B30	0.00000	0.66058	0.95652
T30	B57	B32	0.00000	0.49533	0.97500
T31	B58	B33	0.00000	1.19467	0.95000
T32	B59	B34	0.00000	0.52833	0.97500
T33	B62	B35	0.00000	0.76000	1.00000
T34	B62	B35	0.00000	0.67961	0.95652
T35	B52	B36	0.00000	1.07867	1.00000
T36	B52	B37	0.00000	1.00000	1.00000
T37	B49	B38	0.00000	0.65875	1.00435
T38	B51	B39	0.00000	1.21493	1.00000
T39	B51	B39	0.00000	0.92720	1.00000
T40	B53	B40	0.00000	0.46967	0.98043
T41	B62	B41	0.00000	0.67120	1.02500
T42	B62	B41	0.00000	1.01832	0.98043
T43	B63	B42	0.00000	1.34488	1.00435
T44	B63	B42	0.00000	1.40534	1.00435
T45	B65	B43	0.00000	0.47000	1.00000
T46	B65	B43	0.00000	0.70816	0.95652

APÉNDICE B: ESTABILIDAD DE VOLTAJE: ANÁLISIS DINÁMICO

B.1 INTRODUCCIÓN

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia se define como la propiedad del sistema que le permite permanecer en un estado de operación de equilibrio bajo condiciones normales de operación y regresar a un estado de equilibrio aceptable después de ser sometido a un disturbio. La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia se puede clasificar bajo los siguientes criterios [2]:

- 1) Fenómeno físico observado a través de una variable: Voltaje, Frecuencia y Ángulo del rotor.
- 2) Magnitud del disturbio: Pequeños disturbios (aumentos de carga) y grandes disturbios (cortocircuito, pérdidas de generación o líneas de transmisión)
- 3) Escala de tiempo: Corto plazo o transitorio (0-10 segundos), mediano plazo (10 segundos a algunos minutos) y largo plazo (algunos minutos a decenas de minutos) [20].

Basado en estos criterios, la clasificación de la estabilidad puede resumirse en la siguiente figura [2]:

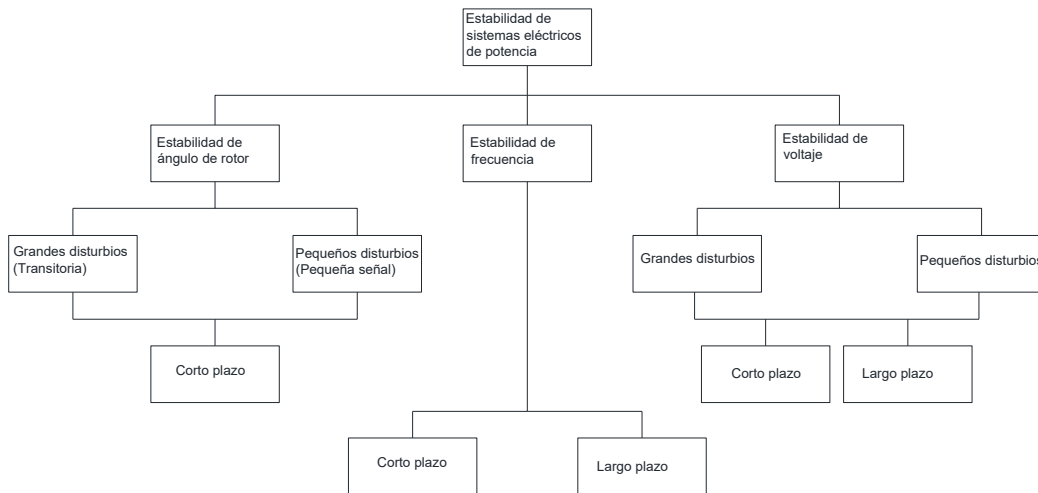


Figura B.1: Clasificación de estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia [2].

Dentro del alcance de esta tesis, el principal interés es analizar la estabilidad de voltaje cuando el sistema es sometido a grandes disturbios y a corto plazo, ubicado en la rama derecha de la figura 4.1.

B.2 ESTABILIDAD DE VOLTAJE

La estabilidad de voltaje es definida como la habilidad de un sistema eléctrico de potencia para mantener los voltajes dentro de límites aceptables en todos los buses del sistema bajo condiciones normales de operación y después de ser sometido a un disturbio [2].

La inestabilidad de voltaje se deriva del intento de la dinámica de la carga de restaurar la potencia consumida más allá de los límites de la generación y la red de transmisión, por esta razón, se dice que la causa principal de la inestabilidad de voltaje es la carga aunque no son la única.

La estabilidad de voltaje es un fenómeno de naturaleza local, es decir, si se determina que un nodo tiene voltaje estable no significa que todos los demás sean estables. Existe un criterio para la estabilidad de voltaje:

- Si, para una condición de operación dada, al inyectar potencia reactiva a cualquier bus del sistema el voltaje aumenta, entonces el sistema es estable.
- Si, para una condición de operación dada, al inyectar potencia reactiva a cualquier bus del sistema el voltaje decrece, entonces el sistema es inestable.

La estabilidad de voltaje puede asociarse con la estabilidad de ángulo del rotor, ya que una causa de bajos voltajes es cuando los ángulos del rotor están aumentando progresivamente y de forma no controlada, por ejemplo la pérdida de sincronismo entre máquinas o grupos de máquinas.

Las categorías en las que se puede clasificar la estabilidad de voltaje son [8] [20]:

1. **Estabilidad de voltaje de grandes disturbios:** Es la capacidad del sistema de mantener voltajes estables después de estar sometido a grandes disturbios. Entendiendo como grandes disturbios la pérdida de generación o carga, pérdida de líneas de transmisión o fallas en la red (corto circuito).
2. **Estabilidad de voltaje de pequeños disturbios:** Es la capacidad del sistema de mantener voltajes estables después de estar sometido a pequeños disturbios. Ejemplo de estos son los incrementos o decrementos graduales en la carga.
3. **Estabilidad de voltaje de corto plazo:** En él se involucran los componentes del sistema de acción rápida como motores de inducción, cargas electrónicas y reguladores automáticos de voltaje.
4. **Estabilidad de voltaje a largo plazo:** En él se involucran los elementos del sistema de acción lenta como transformadores con cambios de derivación, reguladores de corriente de campo, etc. Los elementos de dinámica rápida que se incluyen en los estudios a corto plazo ya habrán alcanzado el estado estacionario y, por lo tanto, no son representados por ecuaciones diferenciales.

B.3 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE

En secciones posteriores se explicarán los casos de estudio realizados en este trabajo, los cuales son análisis de grandes disturbios a corto plazo. Como se mencionó previamente, los análisis de estas características son en una escala corta de tiempo y se toman en cuenta los elementos de dinámica rápida. En análisis de este tipo es necesario solucionar las ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento de los elementos del sistema y así obtener la respuesta en el tiempo [21]. Las simulaciones dinámicas (como son denominados los análisis de este tipo) capturan los eventos que ocurren en el sistema y su cronología. Sus principales usos son:

1. Estudios detallados de colapso de voltaje.
2. Determinación de tiempos de respuesta y comportamiento de los elementos.
3. Coordinación de protecciones.
4. Control.

Las simulaciones dinámicas permiten observar el comportamiento del sistema en un intervalo de tiempo y su respuesta a un disturbio. En el caso del voltaje se puede observar como el punto de equilibrio del estado estacionario es alcanzado después de una caída y algunas oscilaciones.

B.3.1 Requisitos de modelado

Las simulaciones dinámicas nos permiten observar el comportamiento del sistema y cómo evoluciona con respecto al tiempo. Para realizarlas de forma adecuada hay que considerar los elementos principales que participan en la estabilidad de voltaje de acuerdo a cada escala de tiempo. A continuación se describen los elementos de mayor impacto [2] [22]:

Cargas: *Las características de la carga pueden ser de gran importancia en los análisis de estabilidad de voltaje si esta se considera a detalle, es decir, si el sistema de subtransmisión se considera en su totalidad. Para ello habría que considerar la acción de los cambiadores de tap bajo carga, compensación reactiva y reguladores de voltaje en el mismo sistema de subtransmisión. También es necesario tomar en cuenta la dependencia de la carga a la frecuencia y el voltaje, al igual que el modelo del motor de inducción.*

Generadores y el control de sus excitatrices: *Dependiendo de la escala de tiempo, quizá sea necesario considerar las características del AVR y los límites de corriente de campo y armadura, en lugar de límites de potencia reactiva. Debido a la escala de tiempo, en este trabajo solamente se consideró el efecto del AVR.*

Control automático de la generación: *Cuando hay desajustes entre la potencia generada y la potencia demandada por la carga, se deben considerar las acciones del control primario y secundario de velocidad, debido a que afectan la generación de forma importante y, por lo tanto, la estabilidad de voltaje.*

Controles: *Se deben considerar los controladores principales de cada elemento de acuerdo a la dinámica rápida o lenta propia.*

B.3.2 Análisis dinámico

La estructura general del modelado del sistema para un análisis dinámico de voltaje es similar al de un análisis de estabilidad transitoria. El conjunto de ecuaciones se expresa como un conjunto de ecuaciones diferenciales de primer orden [2]:

$$\dot{x} = f(x, V) \quad (\text{B.1})$$

Y otro conjunto de ecuaciones algebraicas:

$$I(x, V) = Y_N V \quad (\text{B.2})$$

Con un conjunto de condiciones iniciales:

$$(x_0, V_0) \quad (\text{B.3})$$

donde x es el vector de estados del sistema, V es el vector de voltajes nodales e I es el vector de inyección de corrientes. Las condiciones iniciales del sistema se calculan mediante un análisis de flujos de potencia, obteniendo así los valores iniciales para la resolución del problema. La resolución del sistema algebraico-diferencial se realiza por medio de métodos de integración numérica.

B.3.3 Métodos de integración numérica.

Las ecuaciones diferenciales a ser resueltas en los análisis de sistemas de potencia son ecuaciones diferenciales ordinarias no lineales con condiciones iniciales conocidas, su forma general es la siguiente:

$$\frac{dx}{dt} = f(x, t) \quad (\text{B.4})$$

En la ecuación anterior, x es el vector de n variables dependientes y t es la variable independiente, el objetivo del sistema es obtener x en función de t con las condiciones iniciales dadas.

Los métodos de integración numérica pueden clasificarse en dos tipos:

- **Métodos explícitos:** En estos métodos, la variable dependiente x es calculada, para todo instante de tiempo t , a partir de los valores conocidos de x de los pasos anteriores. La principal ventaja de estos métodos es la facilidad para implementarlos en la solución de un conjunto complejo de ecuaciones. Su principal desventaja es que no son numéricamente estables y, por lo tanto, el tamaño del paso de integración es restringido por las constantes de tiempo pequeñas del sistema. Algunos de los métodos de integración explícitos son:
 - 1) Método de Euler
 - 2) Método predictivo correctivo
 - 3) Métodos Runge-Kutta
- **Métodos implícitos:** Los métodos implícitos usan funciones de interpolación y esto implica que la función pasa a través de los puntos desconocidos t_i . En otras palabras, la solución depende del valor desconocido actual. El método más sencillo y utilizado en análisis de sistemas de potencia es la regla trapezoidal.

La regla trapezoidal es un método implícito, el cual utiliza la interpolación lineal. Para obtener la solución, el área bajo la curva es aproximada a través de trapezoides. Una ventaja de este método es su estabilidad numérica.

B.3.4 Solución del sistema algebraico-diferencial

Existen dos formas principales para resolver el sistema algebraico-diferencial:

- a) Solución separada con métodos explícitos
- b) Solución simultánea con métodos implícitos

En el primer caso, el sistema de ecuaciones algebraicas y el sistema de ecuaciones diferenciales se resuelven separadamente. Durante las condiciones previas a la falla en el sistema, en estado estacionario, se conocen todas las variables de estado y de la red, conformando un sistema algebraico debido a que las derivadas son cero. Una vez que ocurre el disturbio, se resuelven las ecuaciones algebraicas y se el análisis de flujos de potencia para obtener las condiciones iniciales del sistema, mediante las cuales se resolverán las ecuaciones diferenciales. Esta forma de solución es comúnmente utilizada en programas de análisis de la red, teniendo como principales ventajas robustez y simplicidad, sin embargo, al utilizar métodos explícitos es numéricamente inestable.

El segundo caso consiste en resolver ambos sistemas de forma simultánea mediante métodos implícitos, como la regla trapezoidal. Básicamente, consisten en convertir las ecuaciones diferenciales en ecuaciones algebraicas no líneas a través de una fórmula implícita y resolver dicho sistema.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] T. Ackermann, *Wind power in power systems*, 2nd edition. United Kingdom: John Wiley & Sons, 2012, p. 1049.
- [2] P. Kundur, *Power system stability and control*. New York: McGraw-hill, 1994, p. 1176.
- [3] J. E. Candelo, G. Caicedo, F. Castro, *Métodos para el Estudio de la Estabilidad de Voltaje en Sistemas de Potencia*. Información tecnológica, vol. 19, no. 5, pp. 97-110, 2008.
- [4] E. Muljadi, S. Pasupulati, A. Ellis, D. Kosterov, *Method of equivalencing for a large wind power plant with multiple turbine representation*, presented at Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, pp. 1-9, July 2008.
- [5] Comisión Federal de Electricidad. *Requerimientos para la Interconexión de Aerogeneradores al Sistema Eléctrico Mexicano (Código de Red)*, 2007.
- [6] A. Mejía-Romero, C. Angeles-Camacho, *Análisis Estático de Estabilidad de Voltaje en Redes con Generación Eólica*. Vigésimo Séptima Reunión Internacional de Verano de Potencia, Aplicaciones Industriales y Exposición Industrial, RVP-AI/2014. IEEE Sección México. 2014.
- [7] T. Van Cutsem, C. Vournas, *Voltage stability of electric power systems*. Springer Science & Business Media, 1998, p. 376.
- [8] A. Mejía-Romero, *Estabilidad de voltaje en redes con generación eólica*. Tesis para optar al grado de maestro en ingeniería en el posgrado de ingeniería de la UNAM, México Distrito Federal, Diciembre 2013.
- [9] Secretaría de Energía (SENER). *Programa especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables*. Última consulta en julio de 2015. <http://www.sener.gob.mx/>
- [10] O. Anaya-Lara, N. Jenkins, J. Ekanayake, P. Cartwright, M. Hughes, *Wind energy generation: modelling and control*. United Kingdom: John Wiley & Sons, 2009, p. 263.
- [11] *Modelado de Fuentes Renovables con Neplan*. Conferencia impartida por el PhD. Lazar Bizumic y PhD. Rossano Musca, México Distrito Federal, Marzo 2015.
- [12] C. Subramanian, D. Casadei, A. Tani, P. Sorensen, F. Blaabjerg, P. McKeever, *Implementation of electrical simulation model for IEC standard type-3A generator*, presented at Modelling Symposium (EMS), 2013 European, pp. 426-431, November 2013.
- [13] L. M. Castro-González, *Requerimientos técnicos de interconexión de parques eólicos en el sistema eléctrico nacional mexicano*. Tesis para optar al grado de maestro en ciencias en el posgrado del Instituto Tecnológico de Morelia, Michoacán, Diciembre 2008.
- [14] A. Perdana, O. Carlson, J. Persson, *Dynamic response of grid-connected wind turbine with doubly fed induction generator during disturbances*. Presented at Nordic workshop on power and industrial electronics, Trondheim, Norway, pp. 1-6, June 2004.
- [15] H. Q. Zhou, Z. P. Song, J. P. Wang, Y. Xue. *A review on dynamic equivalent methods for large scale wind farms*, presented at Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2011 Asia-Pacific, pp. 1-7, March 2011.

- [16] E. J. Jiménez-Tenorio, *Incorporación de Modelos WECS a un Programa de Flujos Dinámicos de Potencia*. Tesis para optar al grado de maestro en ingeniería en el posgrado de ingeniería de la UNAM, México Distrito Federal, Diciembre 2013.
- [17] G. W. Stagg, A. H.El-Abiad, *Computer methods in power system analysis*. New York: McGraw-Hill, 1968, p. 427.
- [18] J. G. Slootweg, W. L. Kling. *Aggregated modelling of wind parks in power system dynamics simulations*, presented at Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna, vol. 3, pp. 6-pp, Bologna, June 2003.
- [19] M. Taleb, M. Akbaba, E. A. Abdullah, Aggregation of induction machines for power system dynamic studies. *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 9, no. 4, pp. 2042-2048, 1994.
- [20] C. W. Taylor, *Power system voltage stability*. New York: McGraw-Hill, 1994, p. 276.
- [21] P. M. Anderson, A. A. Fouad, *Power system control and stability*, 2nd edition. United States: John Wiley & Sons, 2003, p. 658.
- [22] E. W. Kimbark, *Power System Stability Vol 2: Elements of stability calculations*. John Wiley & Sons, 1995, p. 355.
- [23] S. K. Salman, A. L. J. Teo. *Dynamic behaviour of integrated multiple wind farms during fault conditions on the hosted distribution network*, presented at *Power Tech, 2005 IEEE Russia*, pp. 1-4, Russia, June 2005.
- [24] V. Akhmatov, H. Knudsen. *An aggregate model of a grid-connected, large-scale, offshore wind farm for power stability investigations—importance of windmill mechanical system*, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 24, no. 9, pp. 709-717, 2002.
- [25] Y. Lei, A. Mullane, G. Lightbody, R. Yacamini. *Modeling of the wind turbine with a doubly fed induction generator for grid integration studies*. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 21, no. 1, pp. 257-264. 2006.
- [26] G. Li, B. Zhang, J. Wang, Z. Bo, T. Yip, Y. M. Lei. *DFIG-based wind farm electromagnetic dynamic model and impact on protection relay of transmission network*, presented at *Advanced Power System Automation and Protection (APAP), 2011 International Conference*, Vol. 1, pp. 694-698, October 2011.
- [27] L. M. Fernández, C. A. Garcia, J. R. Saenz, F. Jurado, *Equivalent models of wind farms by using aggregated wind turbines and equivalent winds*, *Energy conversion and management*, pp. 691-704, 2009.
- [28] L. M. Fernández, F. Jurado, J. R. Saenz, *Aggregated dynamic model for wind farms with doubly fed induction generator wind turbines*, *Renewable energy*, pp. 129-140, 2008.
- [29] J. B. Ekanayake, L. Holdsworth, X. G. Wu, N. Jenkins, *Dynamic modeling of doubly fed induction generator wind turbines*, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 2, May 2003.
- [30] RISO National Laboratory, Dinamarca. Última consulta: Febrero 2015. <http://www.natlab.dtu.dk>.

- [31] Power System Engineering Committee of the IEEE Industry Application Society, *IEEE Recommended Practice for Electric Power Systems in Commercial Buildings*, IEEE Standard 241-1990, May 1991.
- [32] V. Vittal, R. Ayyanar, *Grid integration and dynamic impact of wind energy*, ed. Springer, New York, 2013.
- [33] A. Larsson, *The power quality of wind turbines*. Tesis para optar al grado de doctor, en University of Technology, Goteborg, Suecia.