ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

"INFLUENCIA DE LA PENETRACIÓN EÓLICA EN LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE Y FRECUENCIA EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO"

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

PABLO XAVIER ANDRADE MONTALVO
pablo.x.andrade.m@gmail.com

DIRECTOR: DR. CARLOS GALLARDO
carlos.gallardo@epn.edu.ec

CODIRECTOR: MSc. JUAN PLAZARTE
jcplazarte@hotmail.com

Quito, diciembre, 2015

DECLARACIÓN

Yo, Pablo Xavier Andrade Montalvo, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

_____

Pablo Xavier Andrade Montalvo

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Pablo Xavier Andrade Montalvo, bajo mi supervisión.

_____

Dr. Carlos Gallardo
DIRECTOR

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Pablo Xavier Andrade Montalvo, bajo mi supervisión.

_____

MSc. Juan Plazarte
CODIRECTOR

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer en primer lugar a mis padres Gabriela y Fausto que a todo momento han sabido guiarme a través de este largo trayecto de mi vida, con su ejemplo y consejos para jamás desfallecer ante cualquier situación por más adversa que esta sea, su incondicional apoyo en todo los aspectos me han permitido llegar hasta este punto.

A mi hermana Geovanna, por ser mi compañera en todos estos años de vida universitaria, y por su constante apoyo para alcanzar esta anhelada meta.

A mis compañeros y amigos, que durante todo el periodo universitario, me han permitido compartir diversas experiencias y juntos hemos logrado superar adversidades a lo largo de esta etapa de nuestras vidas.

Finalmente a todos los ingenieros de la Escuela Politécnica Nacional, quienes con su esfuerzo, dedicación y paciencia han sido nuestros guías, inculcando tanto valores como conocimientos a fin de formar profesionales íntegros, pero sobre todo personas éticas y morales para la sociedad.

Pablo A.

DEDICATORIA

Primero a Dios, por siempre ser la fuerza suprema en los momentos más difíciles en toda etapa de mi vida.

A mis padres Fausto y Gabriela, por inculcarme valores y que con su intachable ejemplo me han permitido culminar mis estudios universitarios, además de brindarme todos los medios necesarios para llegar a ser un profesional, siendo un constante y total apoyo a pesar de encontrarse en otra ciudad, han sabido guiarme y aconsejarme a fin de mantenerme firme en lo que hago y alcanzar mis objetivos.

A mi hermana Geovanna, por estar a mi lado en todo momento.

Pablo A.

CONTENIDO

DECLARACIÓN I
CERTIFICACIÓN II
AGRADECIMIENTO III
DEDICATORIA IV
CONTENIDO V
RESUMEN VIII
PRESENTACIÓN IX
LISTA DE FIGURAS X
LISTA DE TABLAS XVIII
CAPITULO 1 1
1.1. Introducción 1
1.2. Justificación del Proyecto 2
1.3. Objetivos 2
1.3.1. Objetivo General 2
1.3.2. Objetivos Específicos 2
1.4. Alcance 3
1.5. Antecedentes 3
CAPITULO 2 5
ESTADO DEL ARTE 5
2.1 Sistema Nacional Interconectado 5
2.1.1 Información general 5
2.2 Generalidades de Aerogeneradores 7
2.2.1 Descripción del generador eólico full converter 8
2.3 Estabilidad de Voltaje 17
2.3.1 Clasificación 18
2.3.2 Curvas PV 21
2.3.3 Curvas QV 23
2.3.4 Análisis de Sensibilidad 25
2.3.5 Control jerárquico de voltaje 27
2.4 Respuesta de Frecuencia 27
2.4.1 Regulación Primaria y Secundaria 29

2.5 Descripción del modelo del generador eólico utilizado en Power Factory [21]. 32
CAPÍTULO 3 41
Estabilidad de Voltaje en el Sistema Nacional Interconectado frente a la inserción de parques eólicos 41
3.1 Estabilidad de voltaje de larga duración 41
3.1.1 Curvas PV de la Zona Norte del Ecuador 43
3.1.2 Curvas PV de la Zona Sur del Ecuador 47
3.1.3 Curvas QV de la zona Norte del Ecuador 51
3.1.4 Curvas QV de la zona Sur del Ecuador 55
3.1.5 Sensibilidad QV de la Zona Norte en demanda mínima, media y máxima 59
3.1.6 Sensibilidad Q-V, Zona Sur en demanda mínima, media y máxima . 62
3.2 Estabilidad de voltaje de corta duración 64
3.3 Curvas comparativas PV y QV con generadores eólicos y con generadores térmicos 73
CAPITULO 4 81
Análisis de respuesta de frecuencia y comparación de costos de generación eólica frente a generación térmica. 81
4.1 Respuesta de frecuencia ante un evento transitorio, sin generación eólica y con generación eólica en el sistema nacional interconectado 81
4.2 Respuesta de frecuencia frente al evento de conexión y desconexión de la unidad uno de la central de generación Daule Peripa con generación eólica incorporada y posteriormente con generación térmica. 86
4.3 Análisis de costos de generación de energía eólica y térmica. 89
4.3.1 Costos referenciales de una central eólica 89
4.3.2 Costos referenciales de una central térmica. 92
4.3.3 Análisis comparativo de generación eólica y generación térmica. 93
CAPÍTULO 5 96
5.1 Conclusiones 96
5.2 Recomendaciones 98
Referencias Bibliográficas 100
ANEXOS 102

ANEXO 1 103
ANEXO 2 107
ANEXO 3 111
ANEXO 4 115
ANEXO 5 131

RESUMEN

El presente proyecto analiza la influencia de la inserción de generación eólica en el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano sobre la estabilidad de voltaje y frecuencia cuando se presentan posibles disturbios.

Para analizar la influencia de la penetración eólica sobre el voltaje se estudia los escenarios hidrológicos lluvioso y seco tanto en demanda mínima, media y máxima. Se determinan las curvas PV, Curvas QV y Sensibilidad QV sobre los nodos de medición, los cuales serán seleccionados de acuerdo a la zona geográfica del Ecuador. Se ingresaran diez parques eólicos cinco en la zona norte y cinco en la zona sur. Como nodos de medición se han definido las siguientes subestaciones, para la zona norte: Tulcán 138 kV, Ibarra 138 kV y Santa Rosa 230 kV y para la zona sur las subestaciones Riobamba 230 kV, Cuenca 138 kV y Loja 138 kV.

Para el análisis dinámico de voltaje se han definido tres líneas de transmisión sobre las cuales se realizará un cortocircuito trifásico al 50% de la línea. Para determinar cómo influye en la estabilidad de voltaje, se realizará el monitoreo de los siguientes parámetros: potencia reactiva sobre la línea colectora del parque, voltaje sobre la barra de conexión del parque hacia la red, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad, ángulo del rotor de máquinas aledañas a la falla y al parque, frecuencia eléctrica en la barra de conexión del parque al sistema y voltajes en nodos circundantes a la falla a nivel de 230 kV y 138 kV. Este análisis se realizará sobre el parque eólico Malchingui, Chimborazo, y Huascachaca, los mismos que se han seleccionado tanto por su ubicación como por su capacidad de generación. Los generadores representativos son: para la zona norte la unidad uno de la central Agoyán y para la zona sur la unidad uno de la central Mazar.

La frecuencia se analizará mediante un evento de conexión y desconexión en la central de generación Daule Peripa, la misma que se ha sido seleccionada por su ubicación respecto a las barras de conexión de los parques eólicos, a fin de graficar la respuesta de frecuencia, con y sin la operación de los parques eólicos. Este procedimiento se realizará para los escenarios seco y lluvioso en demanda mínima, media y máxima.

PRESENTACIÓN

El presente trabajo tiene como finalidad analizar la influencia que tienen la inserción de una cantidad representativa de energía eólica en la estabilidad de voltaje y frecuencia, a fin de comprobar el comportamiento del sistema ante posibles disturbios cuando éste cuente con y sin generación eólica.

El capítulo 1 presenta la introducción, objetivos, antecedentes, justificación y el alcance del proyecto.

El capítulo 2 presenta una descripción rápida del sistema nacional interconectado, el modelo y el control del aerogenerador implementado en el estudio para los diferentes parques, las bases conceptuales de curvas PV, curvas QV, sensibilidad QV que sustentarán el análisis de estabilidad de voltaje y finalmente una breve descripción de la regulación primaria y secundaria de frecuencia.

El capítulo 3 presenta todo el análisis de estabilidad de voltaje en escenarios hidrológicos seco y lluvioso para casos de demanda mínima, media y máxima, las respectivas curvas PV, curvas QV y sensibilidad QV para el análisis de estabilidad de voltaje de larga duración, el análisis de estabilidad de voltaje de corta duración ante tres fallas trifásicas para analizar la respuesta del sistema y el análisis comparativo de la respuesta del sistema cuando se cuenta con generación eólica frente a cuando se incorpora al sistema generación térmica.

El capítulo 4 presenta la influencia que tiene la alta penetración eólica, sobre la frecuencia ante un evento de conexión y desconexión de generación, cuando el sistema cuenta sin generación eólica y con generación eólica en escenarios hidrológicos seco y lluvioso para casos de demanda mínima, media y máxima. Además se presenta la respuesta de frecuencia tanto al momento de incorporar generación eólica y posteriormente generación térmica, además del análisis económico de los costos de inversión y operación de cada tipo de energía.

El capítulo 5 presenta las conclusiones obtenidas en este estudio y las posibles recomendaciones.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Agrupación en zonas operativas de las instalaciones del SNI [2]..... 7
Figura 2.2 Esquema del generador eólico full converter [5]..... 9
Figura 2.3 Configuración del aerogenerador full converter con: (a) Generador Sincrónico excitado eléctricamente (b) Generador Sincrónico de imanes permanentes [6]. 10
Figura 2.4 Estructura general de un aerogenerador de velocidad variable con un generador sincrónico [7]. 11
Figura 2.5 Sistema de control general de un sistema de turbina eólica full converter [7]. 14
Figura 2.6 Controlador del convertidor del lado de la red [7]. 15
Figura 2. 7 Control del convertidor de lado del generador [7]. 17
Figura 2. 8 Curva característica PV [10]. 22
Figura 2.9 Circuito base para determinar curvas QV [15]..... 24
Figura 2.10 Curva característica QV [15]..... 24
Figura 2. 11 Esquema General Realimentado Sistema Turbina - Gobernador de Velocidad [20]..... 30
Figura 2.12 Control automático de generación por parte de un único generador [19]. 31
Figura 2. 13 Generador eólico implementado para el estudio en PowerFactory. 32
Figura 2. 14 Modelo del generador eólico con convertidor de potencia total..... 33
Figura 2. 15 Datos básicos del generador eólico (Generador Estático) 34
Figura 2. 16 Opciones de control por voltaje 35
Figura 2. 17 Bias de frecuencia [21]. 36
Figura 2. 18 Modelo de la fuente de corriente 37
Figura 2. 19 Modelo de la fuente de voltaje [21]. 38
Figura 2. 20 Modelo de secuencia cero si la opción ‘’Earthed’’ está habilitada [21]. 39
Figura 2. 21 Curva de Capabilidad del aerogenerador implementado. 39
Figura 2. 22 Límites de potencia reactiva por la Asociación de Energia Eólica WEA de las librerias de Power Factory. 40

Figura 3.1 Curvas PV en el escenario hidrológico lluvioso sobre los nodos de medición de la zona norte en demanda mínima, con generación eólica (CON GE) y sin generación eólica (SIN GE). ……..45
Figura 3.2 Curvas PV en el escenario hidrológico seco sobre los nodos de medición de la zona norte en demanda mínima, con generación eólica (CON GE) y sin generación eólica (SIN GE). 45
Figura 3.3 Curvas PV en el escenario hidrológico lluvioso sobre los nodos de medición de la zona sur en demanda mínima, con generación eólica (CON GE) y sin generación eólica (SIN GE). 48
Figura 3.4 Curvas PV en el escenario hidrológico seco sobre los nodos de medición de la zona sur en demanda mínima, con generación eólica (CON GE) y sin generación eólica (SIN GE). 49
Figura 3.5 Curvas QV demanda mínima, zona norte, escenario hidrológico lluvioso 53
Figura 3.6 Curvas QV, demanda mínima, zona norte, escenario hidrológico seco 53
Figura 3.7 Curvas QV demanda mínima, zona sur, escenario hidrológico lluvioso 57
Figura 3.8 Curvas QV demanda mínima, zona sur, escenario hidrológico seco . 57
Figura 3.9 Sensibilidad en kV/MVAr a 138 kV y 230 kV, zona norte, demanda mínima..... 61
Figura 3.10 Sensibilidad en kV/MVAr a 138 kV y 230 kV, zona sur, demanda mínima..... 63
Figura 3.11 Potencia Reactiva en la línea colectora de parque eólico Malchingui y Voltaje en la barra de conexión Pomasqui 230 kV en escenario hidrológico lluvioso. 66
Figura 3.12 Potencia Reactiva en la línea colectora de parque eólico Malchingui y Voltaje en la barra de conexión Pomasqui 230 kV en escenario hidrológico seco. 67
Figura 3.13 Voltaje y corriente de excitación, unidad de generación uno Mazar, demanda mínima escenario hidrológico lluvioso. 69
Figura 3.14 Voltaje y corriente de excitación, unidad de generación uno Mazar, demanda mínima escenario hidrológico seco. 69

Figura 3.15 Parque eólico Malchingui, demanda mínima, escenario lluvioso, ángulo de rotores, frecuencia, voltajes de 230 kV y 138 kV..... 69
Figura 3.16 Parque eólico Malchingui, demanda mínima, escenario seco, ángulo de rotores, frecuencia, voltajes de 230 kV y 138 kV..... 70
Figura 3.17 Curvas PV comparativa con generación térmica y generación eólica para demanda mínima, zona norte..... 73
Figura 3.18 Curvas PV comparativa con generación térmica y generación eólica para demanda mínima, zona sur..... 74
Figura 3.19 Curvas PV comparativa con generación térmica y generación eólica para demanda máxima, zona norte..... 74
Figura 3.20 Curvas PV comparativa con generación térmica y generación eólica para demanda máxima, zona sur..... 75
Figura 3.21 Curvas QV comparativa con generación térmica y generación eólica para demanda mínima, zona norte..... 75
Figura 3.22 Curvas QV comparativa con generación térmica y generación eólica para demanda mínima, zona sur..... 76
Figura 3.23 Curvas QV comparativa con generación térmica y generación eólica para demanda máxima, zona norte..... 76
Figura 3.24 Curvas QV comparativa con generación térmica y generación eólica para demanda máxima, zona sur..... 77
Figura 4. 1 Escenario lluvioso, demanda mínima, frecuencia y potencia activa 83
Figura 4.2 Escenario seco, demanda mínima, frecuencia y potencia activa 85
Figura 4. 3 Respuesta de frecuencia de generación eólica frente a generación térmica para demanda mínima para 20 s de simulación..... 86
Figura 4. 4 Respuesta de frecuencia de generación eólica frente a generación térmica para demanda mínima para 3 min de simulación..... 87
Figura 4. 5 Respuesta de frecuencia de generación eólica frente a generación térmica para demanda máxima para 20 s de simulación 88
Figura 4. 6 Respuesta de frecuencia de generación eólica frente a generación térmica para demanda máxima para 3 min de simulación..... 88
Figura A1.1 Curvas PV en el escenario hidrológico lluvioso sobre los nodos de medición de la zona norte en demanda media, con generación eólica (CON GE) y sin generación eólica (SIN GE). 103

Figura A1.2 Curvas PV en el escenario hidrológico seco sobre los nodos de medición de la zona norte en demanda media, con generación eólica (CON GE) y sin generación eólica (SIN GE). 103
Figura A1.3 Curvas PV en el escenario hidrológico lluvioso sobre los nodos de medición de la zona sur en demanda media, con generación eólica (CON GE) y sin generación eólica (SIN GE). 104
Figura A1.4 Curvas PV en el escenario hidrológico seco sobre los nodos de medición de la zona sur en demanda media, con generación eólica (CON GE) y sin generación eólica (SIN GE). 104
Figura A1.5 Curvas PV en el escenario hidrológico lluvioso sobre los nodos de medición de la zona norte en demanda máxima, con generación eólica (CON GE) y sin generación eólica (SIN GE). 105
Figura A1.6 Curvas PV en el escenario hidrológico seco sobre los nodos de medición de la zona norte en demanda máxima, con generación eólica (CON GE) y sin generación eólica (SIN GE). 105
Figura A1.7 Curvas PV en el escenario hidrológico lluvioso sobre los nodos de medición de la zona sur en demanda máxima, con generación eólica (CON GE) y sin generación eólica (SIN GE). 106
Figura A1.8 Curvas PV en el escenario hidrológico seco sobre los nodos de medición de la zona sur en demanda máxima, con generación eólica (CON GE) y sin generación eólica (SIN GE). 106
Figura A2.1 Curvas QV demanda media, zona norte, escenario hidrológico lluvioso. 107
Figura A2.2 Curvas QV demanda media, zona norte, escenario hidrológico seco. 107
Figura A2.3 Curvas QV demanda media, zona sur, escenario hidrológico lluvioso. 108
Figura A2.4 Curvas QV demanda media, zona sur, escenario hidrológico seco. 108
Figura A2.5 Curvas QV demanda máxima, zona norte, escenario hidrológico lluvioso. 109
Figura A2.6 Curvas QV demanda máxima, zona norte, escenario hidrológico seco. 109

Figura A2.7 Curvas QV demanda máxima, zona sur, escenario hidrológico lluvioso. 110
Figura A2.8 Curvas QV demanda máxima, zona sur, escenario hidrológico seco. 110
Figura A3.1 Sensibilidad en kV/MVAr a 138 kV y 230 kV, zona norte, demanda media. 111
Figura A3.2 Sensibilidad en kV/MVAr a 138 kV y 230 kV, zona sur, demanda media. 112
Figura A3.3 Sensibilidad en kV/MVAr a 138 kV y 230 kV, zona norte, demanda máxima. 113
Figura A3.4 Sensibilidad en kV/MVAr a 138 kV y 230 kV, zona sur, demanda máxima. 114
Figura A4.1 Parque eólico Malchingui, demanda media, escenario lluvioso, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión Pomasqui 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Agoyan. 115
Figura A4.2 Parque eólico Malchingui, demanda media, escenario lluvioso, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV. 115
Figura A4.3 Parque eólico Malchingui, demanda media, escenario seco, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión Pomasqui 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Agoyan. 116
Figura A4.4 Parque eólico Malchingui, demanda media, escenario seco, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV. 116
Figura A4.5 Parque eólico Malchingui, demanda máxima, escenario lluvioso, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión Pomasqui 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Agoyan. 117
Figura A4.6 Parque eólico Malchingui, demanda máxima, escenario lluvioso, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV. 117
Figura A4.7 Parque eólico Malchingui, demanda máxima, escenario seco, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión

Pomasqui 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Agoyan. 118
Figura A4.8 Parque eólico Malchingui, demanda máxima, escenario lluvioso, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV. 118
Figura A4.9 Parque eólico Chimborazo, demanda mínima, escenario lluvioso, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión Riobamba 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Mazar. 119
Figura A4.10 Parque eólico Chimborazo, demanda mínima, escenario lluvioso, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV. 119
Figura A4.11 Parque eólico Chimborazo, demanda mínima, escenario seco, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión Riobamba 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Mazar. 120
Figura A4.12 Parque eólico Chimborazo, demanda mínima, escenario seco, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV. 120
Figura A4.13 Parque eólico Chimborazo, demanda media, escenario lluvioso, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión Riobamba 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Mazar. 121
Figura A4.14 Parque eólico Chimborazo, demanda media, escenario lluvioso, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV. 121
Figura A4.15 Parque eólico Chimborazo, demanda media, escenario seco, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión Riobamba 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Mazar. 122
Figura A4.16 Parque eólico Chimborazo, demanda media, escenario seco, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV. 122
Figura A4.17 Parque eólico Chimborazo, demanda máxima, escenario lluvioso, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión Riobamba 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Mazar. 123

Figura A4.18 Parque eólico Chimborazo, demanda máxima, escenario lluvioso, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV. 123
Figura A4.19 Parque eólico Chimborazo, demanda máxima, escenario seco, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión Riobamba 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Mazar. 124
Figura A4.20 Parque eólico Chimborazo, demanda máxima, escenario seco, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV. 124
Figura A4.21 Parque eólico Huascachaca, demanda mínima, escenario lluvioso, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión Riobamba 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Mazar. 125
Figura A4.22 Parque eólico Huascachaca, demanda mínima, escenario lluvioso, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV. 125
Figura A4.23 Parque eólico Huascachaca, demanda mínima, escenario seco, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión Riobamba 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Mazar. 126
Figura A4.24 Parque eólico Huascachaca, demanda mínima, escenario seco, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV. 126
Figura A4.25 Parque eólico Huascachaca, demanda media, escenario lluvioso, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión Riobamba 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Mazar. 127
Figura A4.26 Parque eólico Huascachaca, demanda media, escenario lluvioso, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV. 127
Figura A4.27 Parque eólico Huascachaca, demanda media, escenario seco, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión Riobamba 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Mazar. 128
Figura A4.28 Parque eólico Huascachaca, demanda media, escenario seco, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV. 128

Figura A4.29 Parque eólico Huascachaca, demanda maxima, escenario lluvioso, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión Riobamba 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Mazar. 129
Figura A4.30 Parque eólico Huascachaca, demanda máxima, escenario lluvioso, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV. 129
Figura A4.31 Parque eólico Huascachaca, demanda máxima, escenario seco, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión Riobamba 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Mazar. 130
Figura A4.32 Parque eólico Huascachaca, demanda máxima, escenario seco, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV. 130
Figura A5.1 Escenario lluvioso, demanda media, frecuencia y potencia activa. ……...131
Figura A5.2 Escenario seco, demanda media, frecuencia y potencia activa. 131
Figura A5.3 Escenario lluvioso, demanda máxima, frecuencia y potencia activa. 132
Figura A5.4 Escenario seco, demanda máxima, frecuencia y potencia activa. ..132

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. 1 Zonas con mayor potencial eólico en las provincias que presentan este recurso [1]. 4
Tabla 3. 1 Grupo 1 Zona Norte ……..41
Tabla 3. 2 Grupo 2 Zona Sur 42
Tabla 3. 3 Valores de voltaje de las curvas PV en demanda mínima de la zona norte. 43
Tabla 3.4 Valores de voltaje de las curvas PV en demanda media de la zona norte. 46
Tabla 3.5 Valores de voltaje de las curvas PV en demanda máxima de la zona norte. 46
Tabla 3.6 Valores de voltaje de las curvas PV en demanda mínima de la zona sur. 47
Tabla 3.7 Valores de voltaje de las curvas PV en demanda media de la zona sur. 49
Tabla 3.8 Valores de voltaje de las curvas PV en demanda máxima de la zona sur. 50
Tabla 3.9 Voltaje y Potencia reactiva, curva QV, demanda mínima, zona Norte . 51
Tabla 3.10 Voltaje y Potencia reactiva, curva QV, demanda media, zona Norte . 54
Tabla 3.11 Voltaje y Potencia reactiva, curva QV, demanda máxima, zona Norte 54
Tabla 3.12 Voltaje y Potencia reactiva, curva QV, demanda mínima, zona Sur .. 55
Tabla 3.13 Voltaje y Potencia reactiva, curva QV, demanda media, zona Sur 58
Tabla 3.14 Voltaje y potencia reactiva, cuerva QV, demanda máxima, zona Sur 58
Tabla 3.15 Valores de sensibilidad en la zona norte en kV/MVAr. 59
Tabla 3.16 Valores de sensibilidad en la zona sur en kV/MVAr 62
Tabla 3.17 Valores de Potencia Reactiva del parque eólico Malchingui y Voltaje en la barra de conexión (Pomasqui 230 kV) del parque antes y después de la falla en demanda mínima, media y máxima. 65
Tabla 3.18 Respuesta de las diferentes variables para sustentación de la estabilidad del sistema ante la falla trifásica en el parque eólico Malchingui 68

Tabla 3.19 Valores de Potencia Reactiva del parque eólico Chimborazo y Voltaje en la barra de conexión (Riobamba 230 kV) del parque antes y después de la falla 70
Tabla 3.20 Respuesta de las diferentes variables para sustentación de la estabilidad del sistema ante la falla trifásica en el parque eólico Chimborazo 71
Tabla 3.21 Valores de Potencia Reactiva del parque eólico Huascachaca y Voltaje en la barra de conexión (Cuenca 138 kV) del parque antes y después de la falla 72
Tabla 3.22 Respuesta de las diferentes variables para sustentación de la estabilidad del sistema ante la falla trifásica en el parque eólico Huascachaca ... 72
Tabla 3.23 Valores de voltaje inicial, voltaje final y cargabilidad máxima, obtenidos de las curvas PV para demanda máxima. 78
Tabla 3.24 Valores de voltaje inicial, voltaje final y cargabilidad máxima, obtenidos de las curvas PV para demanda mínima. 78
Tabla 3.25 Valores de potencia reactiva para demanda mínima y máxima, obtenidos de las curvas QV..... 79
Tabla 4.1 Valores de frecuencia sin y con generación eólica 20s después del evento de conexión y desconexión, en demanda mínima media y máxima……...82
Tabla 4.2 Desglose de costos de instalación para un sistema eólico y turbina [25] 89
Tabla 4.3 Datos de parques eólicos en el Ecuador [26]..... 90
Tabla 4.4 Costos variables promedio de producción (USD/MWh) [28]. 93
Tabla 4.5 Cuadro comparativo entre energía eólica y térmica [25] [26] [28]. 93
Tabla 4.6 Estimación de evolución de costo de generación en el período 2010 - 2030 [25]. 95

CAPITULO 1

1.1. Introducción

El siguiente trabajo pretende analizar la influencia de la alta penetración eólica, tanto en voltaje como frecuencia con la finalidad de aportar bases fundamentadas para la inserción de esta generación, para garantizar una operación segura del sistema. Sobre la base de lo realizado en el trabajo de tesis [1], que trata sobre la máxima capacidad eólica a ser instalada en el sistema nacional interconectado, se han tomado las potencias de los diferentes parques eólicos mediante dos índices que aseguran el ingreso de este tipo de generación al sistema, el primer índice conocido como Índice de Fluctuación de Voltaje (IFV) es recomendado por la IEEE Standard 141, 1993 y el segundo índice conocido como Grado de Penetración Eólica (GP) recomendado por países con gran experiencia en generación eólica como España, Dinamarca y Alemania. [1]

Además de estos índices se toma en cuenta los sitios con gran potencial eólico y en el mapa eólico publicado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable publicado en el 2013 [1]. Una vez modelados los parques en un programa computacional, se realizará un re despacho de generación con la finalidad de suplir energía térmica, por energía eólica para de esta manera analizar el comportamiento del sistema, antes y después de la inserción de los parques eólicos, desde el punto de vista de voltaje y frecuencia.

El estudio presenta los resultados del análisis, mediante curvas PV, curvas QV, factores de sensibilidad y comportamiento de frecuencia con generación y sin generación eólica, en escenarios hidrológicos seco y lluvioso para demanda mínima, media y máxima, con la finalidad de constatar cómo se ven alterados tanto el voltaje como la frecuencia y establecer si el sistema opera dentro de límites aceptables con generación eólica sin alterar su estabilidad.

Para este trabajo se utiliza el modelo del aerogenerador de 3.6 MW de tecnología Full Converter cuyo modelo se encuentra en las librerías de Power Factory.

1.2. Justificación del Proyecto

Frente a la realidad energética que el país atraviesa y ante las necesidades ambientales de nuestro entorno se ha optado por la implementación de nuevas fuentes de energía que sean limpias y amigables con el ecosistema.

Con la inclusión de parques eólicos el sistema presenta fluctuaciones notorias en los parámetros eléctricos, ya que la cantidad de energía eólica es considerable, por lo que en este proyecto se analizará la influencia de la alta penetración eólica tanto en la estabilidad de voltaje como en la respuesta de frecuencia ante un evento transitorio, con la finalidad de determinar el funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado dentro de los parámetros de operación.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Analizar la influencia de la alta penetración eólica en el Sistema Nacional interconectado, a través del estudio de estabilidad de voltaje y de la respuesta de frecuencia ante un evento transitorio, con la finalidad de determinar el comportamiento del sistema y garantizar la calidad del servicio dentro de los parámetros óptimos de operación.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Estudiar la estabilidad de voltaje del sistema nacional interconectado con la inclusión de parques eólicos conectados a la red del Sistema Eléctrico Ecuatoriano.

- Evaluar la respuesta de frecuencia ante un evento transitorio, del sistema nacional interconectado, frente a la inmersión parques eólicos conectados a la red del Sistema Eléctrico Ecuatoriano.

- Realizar las respectivas simulaciones estableciendo las condiciones específicas para el análisis tanto de frecuencia como voltaje con el fin de

determinar el comportamiento del sistema y tomar las medidas necesarias para la recuperación del mismo, en el caso de existir anomalías

1.4. Alcance

En el presente proyecto se realizara un estudio mediante el cual se procederá a analizar, la influencia de la alta penetración eólica sobre el Sistema Nacional Interconectado, a través de la estabilidad de voltaje, así como también las causas que pueden hacer que el sistema pierda equilibrio, mediante simulación se determinaran los sitios óptimos de instalación de compensación reactiva con el fin de llevar al sistema a zonas de operación confiables y seguras, si es necesario.

En el proyecto se estudiará la influencia de la inmersión de un alto nivel de energía eólica, mediante la evaluación de la respuesta de frecuencia frente a un evento transitorio en el Sistema Nacional Interconectado, con la finalidad de analizar la fluctuación entre generación y carga.

Los puntos de operación serán previamente establecidos con la finalidad de contrastar los resultados tanto de estabilidad de voltaje como de la respuesta de frecuencia.

1.5. Antecedentes

Previamente se ha realizado un estudio de análisis de estabilidad de ángulo y pequeña señal en el sistema nacional interconectado con la finalidad de demostrar la máxima capacidad eólica que puede ser instalada en dicho sistema sin que éste sufra cambios drásticos que modifiquen su comportamiento estable.

El potencial eólico que existe en ciertas zonas de nuestro país permite la instalación de parques eólicos, ya que cuentan con vientos promedio de aproximadamente 2.5 m/s, con una tendencia constante como es el caso de las provincias de Carchi, Imbabura, Pichincha, Cotopaxi, Bolivar, Azuay y Loja. En la Tabla 1. **1** se detalla de manera más específica las zonas que cuentan con vientos cuya velocidad mantiene una tendencia constante.

Tabla 1. 1 Zonas con mayor potencial eólico en las provincias que presentan este recurso [1].

PROVINCIA	LOCALIDAD
Carchi	El Ángel
Imbabura	Salinas
Pichincha	Machachi
	Malchinguí
	Páramo Grande
Cotopaxi	Minitrac
	Tigua
Chimborazo	Chimborazo
	Tixán
	Altar
Bolívar	Salinas
	Simiatug
Azuay	Huascachaca
Loja	Saraguro
	El Tablón
	Manú
	Villonaco
	Membrillo
	Chinchas

En el presente trabajo se busca determinar, cómo la potencia generada por medio de parques eólicos, puede influenciar en la estabilidad de voltaje y en la respuesta frecuencia del sistema nacional interconectado, si su inclusión puede afectar el correcto funcionamiento del sistema, o que aspectos positivos puede proporcionar para su normal desempeño dentro de los márgenes aceptables de operación.

CAPITULO 2

ESTADO DEL ARTE

2.1 Sistema Nacional Interconectado

El Sistema Eléctrico Ecuatoriano se encuentra organizado en torno a cinco sectores que incluyen: generadoras, el trasmisor la unidad de negocio CELEC.EP TRANSELECTRIC, distribuidoras de energía, grandes consumidores y empresas autogeneradoras de energía. El sistema nacional interconectado SNI, permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación y centros de consumo, dirigido a la prestación del servicio público del suministro de electricidad. Gran parte del SNI lo conforma el sistema nacional de transmisión SNT, que es el conjunto formado por las líneas de transmisión y subestaciones en las cuales existe el equipamiento de transformación, protección, maniobra, compensación, conexión, control y comunicaciones, destinadas al servicio público de transporte de energía eléctrica, y es operado por la empresa única de transmisión CELEC EP – TRANSELECTRIC.

2.1.1 Información general

A continuación se muestran indicadores principales que permiten describir el sector eléctrico, así como también de su indicar la evolución en los campos de generación y transmisión de energía eléctrica.

2.1.1.1 Capacidad de generación e interconexiones

De acuerdo a los últimos datos proporcionados por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL, el porcentaje de participación del SNI en el sector eléctrico nacional fue de un 88.28% y el 11.72% fue copado por los sistemas no incorporados. Por otro lado, a nivel nacional, el aporte de energía hidroeléctrica fue de 46.52%, de energía termoeléctrica de 51.46% y el 2.01% fue de energía renovable no convencional.

Entre las fuentes de energía renovable no convencional, se tiene los excedentes de energía térmica que se generan por la combustión de bagazo de caña, por parte

de los ingenios azucareros, esta energía representa el 1.97% de la potencia nominal a nivel nacional.

Las fuentes de energía renovable en el país tienen un porcentaje de participación del 2.01 %, siendo por el momento la capacidad total nominal de este tipo de energía, lo cual indica que este tipo de generación de energía continúa en pleno desarrollo en el Ecuador.

El SNI también cuenta con interconexiones con los países vecinos de Colombia y Perú, totalizando aproximadamente 650 MW, de los cuales en rasgos generales se tienen 540 MW con Colombia por medio de las líneas de transmisión Pomasqui – Jamondino a 230 kV, y se tienen 110MW con el Perú a través de la línea Zorritos – Machala de 230 kV [2].

2.1.1.2 Situación actual del sistema de transmisión

Actualmente el sistema de transmisión presenta una situación delicada debido a que en condiciones de demanda máxima se presentan restricciones operativas, teniendo como consecuencias bajos perfiles de voltaje a nivel de 138 kV y 69 kV con una cargabilidad que supera el 80% en algunos transformadores, lo que indica que el sistema se encuentra operando en los límites de los criterios de confiabilidad, seguridad y calidad [2].

Un breve diagnóstico de las instalaciones se presenta en la Figura 2.1, para lo cual se han agrupado las instalaciones del sistema por zonas operativas.

En condiciones de máximo despacho de generación hidroeléctrica en las centrales de San Francisco, Paute, Agoyán y Mazar, se presentan grandes cantidades de transferencia de potencia a nivel de 230 kV sobre las líneas Molino-Totoras-Riobamba-Santa Rosa y Molino-Zhoray-Dos Cerritos-Pascuales, por lo que, en el caso de contingencias, la seguridad del sistema se torna vulnerable, ocasionando posibles colapsos parciales o totales

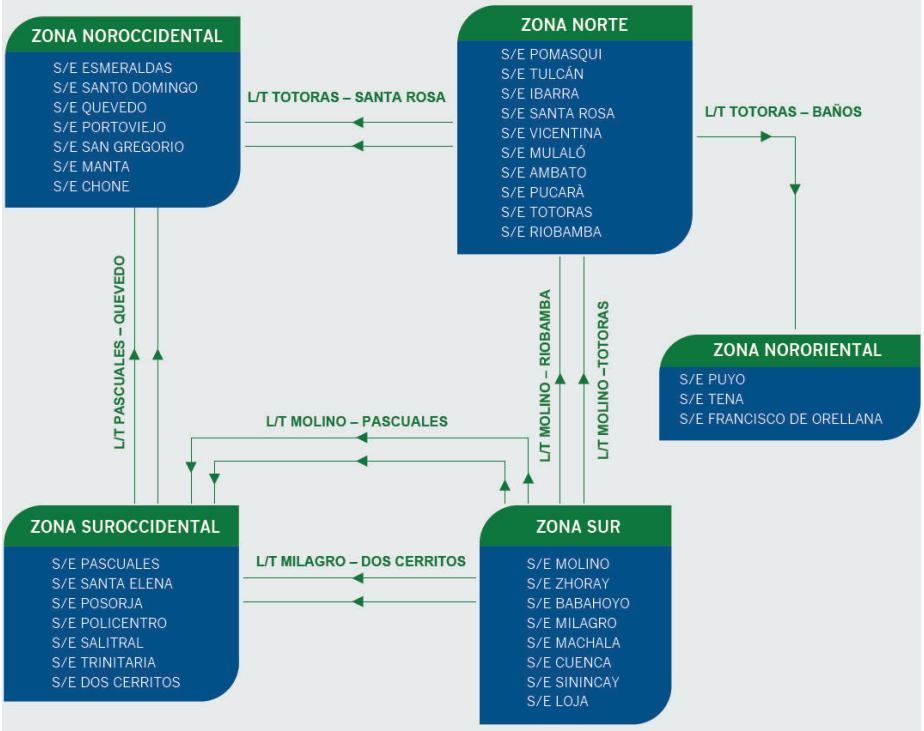

Figura 2.1 Agrupación en zonas operativas de las instalaciones del SNI [2].

El CENACE y CELEC EP-TRANSELECTRIC, han implementado esquemas de protección sistémicos ante la ocurrencia de eventos críticos de falla particularmente a nivel de 230 kV, como es el caso de la línea Totoras – Santa Rosa 230 kV que puede ocasionar inestabilidad y un posible colapso del sistema.

Actualmente se encuentran implementándose protecciones sistémicas en otros puntos del SNI con la finalidad de dotar al sistema de los suficientes elementos y criterios de operación y protección para incrementar tanto su seguridad y confiabilidad [2].

2.2 Generalidades de Aerogeneradores

Debido a la creciente tendencia global de sustituir la generación de energía eléctrica a través de combustibles fósiles por la generación eléctrica mediante fuentes alternativas, es que se han desarrollado diferentes programas de investigación y

desarrollo de nuevas tecnologías en aerogeneradores, con la finalidad de crear equipamientos de mejores características técnicas y mayor potencia.

Mediante los avances alcanzados se ha logrado desarrollar aerogeneradores que a pesar de la incertidumbre del viento no afectan al sistema, logrando disminuir efectos como las fluctuaciones de potencia [3].

Se pueden clasificar a las tecnologías de aerogeneradores en dos grupos, generadores de velocidad fija, que son conectados directamente a la red y los generadores de velocidad variable que necesitan convertidores electrónicos basados en elementos de electrónica de potencia para poder incorporarse a la red.

De acuerdo a estas tecnologías se presenta una breve clasificación de algunos métodos de control para los aerogeneradores [1, 4, 3].

1. Control de potencia activa
   1.1. Regulación por cambio del ángulo de paso (‘‘pitch controlled’’)
   1.2. Regulación por pérdida aerodinámica (‘‘stall controlled’’)
2. Control de la potencia reactiva intercambiada con el sistema
3. Control de velocidad, con aerogeneradores
   3.1. A velocidad constante (fixed speed);
   3.2. A velocidad constante con rango limitado
   3.3. A velocidad variable con amplio rango
4. Mecanismo de control de orientación del aerogenerador (‘‘Yaw Control’’) (aerogeneradores pequeños)

2.2.1 Descripción del generador eólico full converter

La configuración general de un generador eólico full converter se muestra en la Figura 2.2. Usualmente, es equipado con un generador sincrónico de varios polos diseñado para baja velocidad, lo que permite un diseño sin engranajes. El generador sincrónico a incorporar puede ser eléctricamente excitado o de imanes permanentes.

Para permitir la operación a velocidad variable, el generador sincrónico es conectado a la red a través de un convertidor completo, el cual transforma la

potencia de salida a frecuencia variable del generador en potencia alterna pero a la frecuencia del sistema al cual será conectado el generador eólico [5].

Al reducir el número de componentes rotatorios se minimizan las sobrecargas mecánicas, por lo que la vida útil de la máquina se incrementa. Las inversiones en mantenimiento y servicio disminuyen así como los gastos de producción.

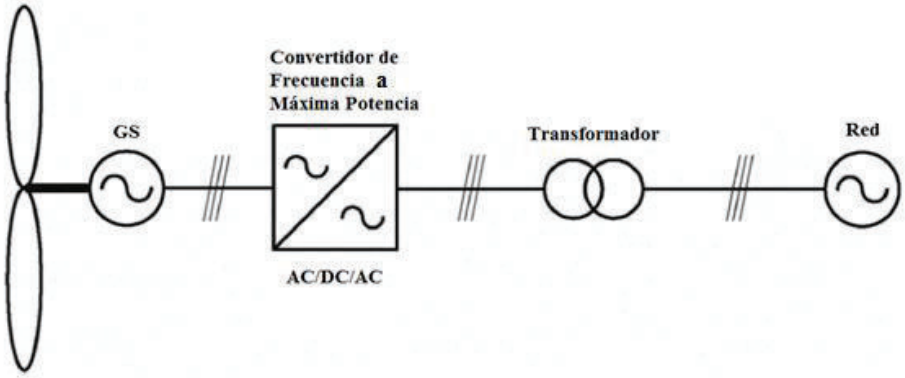

Figura 2.2 Esquema del generador eólico full converter [5]

Por otro lado al ser el convertidor electrónico de gran potencia, necesita mayor espacio así como también un buen sistema de disipación de calor por lo cual su costo es elevado, una gran desventaja es que las pérdidas de potencia, en el convertidor electrónico son mucho mayores respecto a las otras tecnologías ya que representan entre un 2% y 3% dependiendo de la potencia que se transmita.

En la Figura 2.3 se indica la configuración de un aerogenerador full converter cuando el generador sincrónico es: (a) excitado eléctricamente, (b) de imanes permanentes.

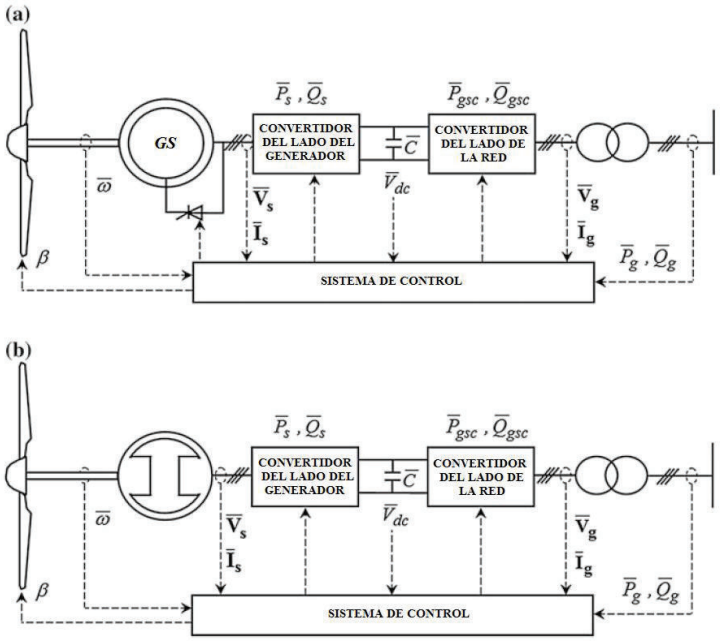

Figura 2.3 Configuración del aerogenerador full converter con: (a) Generador Sincrónico excitado eléctricamente (b) Generador Sincrónico de imanes permanentes [6].

El nivel del convertidor de potencia corresponde al nivel de potencia del generador más las pérdidas. El convertidor de potencia controla el flujo de potencia hacia la red. Adicionalmente desacopla la frecuencia eléctrica de la red, la frecuencia mecánica del rotor y controla la velocidad del generador, lo que permite la generación de velocidad variable. Debido a la operación a velocidad variable, se presenta un amplio margen de ventajas, como la reducción del estrés mecánico, del ruido acústico y finalmente permite un amplio control de la capabilidad, lo cual es primordial considerar para la integración de parques eólicos al sistema [6].

Este aerogenerador también incluye un control del ángulo de paso de pala para limitar la potencia que se obtiene del viento. Este tipo de tecnología es ligeramente más eficiente a la que utilizan otros aerogeneradores, y desde el punto de vista de la ingeniería eléctrica, es algo menos complicada y más fácil de implementar, sin embargo posee la desventaja de presentar un costo económico ligeramente mayor [6].

2.2.1.1 Modelo General del aerogenerador Full Converter

La estructura general de una turbina eólica de velocidad variable con un generador síncrono tipo full converter se ilustra en la Figura 2.4. Como el generador está conectado a la red a través de un convertidor de gran escala basado en elementos de electrónica de potencia (convertidor de frecuencia), la frecuencia del generador, la cual es variable, es diferente a la frecuencia de la red.

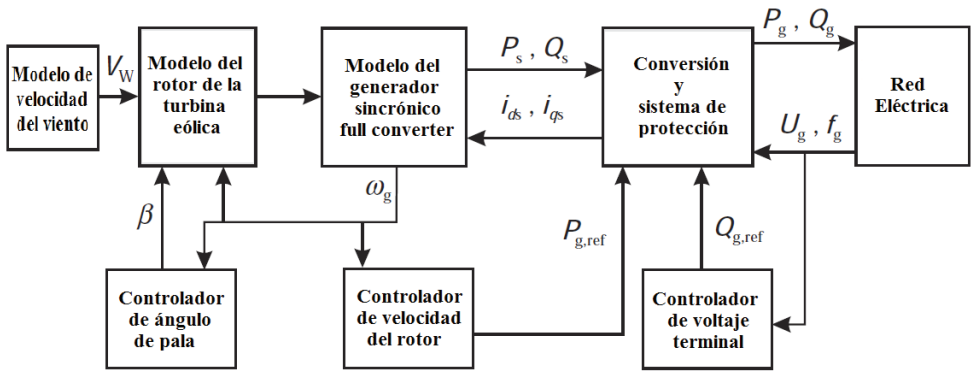

Figura 2.4 Estructura general de un aerogenerador de velocidad variable con un generador sincrónico [7].

El convertidor a gran escala puede incluir un generador sincrónico de rotor bobinado o un generador sincrónico de imanes permanentes, con o sin caja multiplicadora.

2.2.1.2 Modelo de un aerogenerador full converter con generador sincrónico

- Modelo del generador sincrónico de rotor bobinado

Las ecuaciones de voltaje del estator en el marco de referencia de los ejes directo y cuadratura d,q son:

$$u_{ds} = -R_s i_{ds} - \omega_e \psi_{qs} + \frac{d\psi_{ds}}{dt}$$
$$u_{qs} = -R_s i_{qs} - \omega_e \psi_{ds} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} \qquad (2.1)$$

Y las ecuaciones de voltaje del rotor son:

$$u_f = R_f i_f + \frac{d\psi_f}{dt}$$
$$0 = R_D i_D + \frac{d\psi_D}{dt}$$
$$0 = R_Q i_Q + \frac{d\psi_Q}{dt} \qquad (2.2)$$

Para completar el modelo, se agregan las ecuaciones de flujo:

$$\begin{aligned} \psi_{ds} &= -L_{ds} i_{ds} + L_{md} i_f \\ \psi_{qs} &= -L_{qs} i_{qs} \\ \psi_f &= L_f I_f \end{aligned} \tag{2.3}$$

Todas las cantidades en las ecuaciones (2.1) – (2.3) están en por unidad.

Los voltajes del transformador en las ecuaciones del voltaje del estator, $d\psi/dt$, debido al cambio del flujo, pueden ser despreciadas, debido a que las constantes de tiempo asociadas son pequeñas. Por lo tanto, los voltajes de interés para el control de una turbina eólica en operación normal son:

$$\begin{aligned} u_{ds} &= -R_s i_{ds} + \omega_e L_{qs} i_{qs} \\ u_{qs} &= -R_s i_{qs} + \omega_e L_{qs} i_{ds} \\ u_f &= R_f i_f + \frac{d\psi_f}{dt} \end{aligned} \tag{2.4}$$

El torque electromecánico se define como:

$$\tau_e = \psi_{ds} i_{qs} - \psi_{qs} i_{ds} \tag{2.5}$$

Algunas aplicaciones utilizan el torque electromecánico en el controlador de velocidad del rotor para proveer un punto de referencia para el estator.

La potencia activa y reactiva generada por la máquina sincrónica están dadas por:

$$P_s = u_{ds} i_{ds} + u_{qs} i_{qs} \tag{2.6 a}$$

$$Q_s = u_{qs} i_{ds} - u_{ds} i_{qs} \tag{2.6 b}$$

Una vez que el generador es totalmente desacoplado de la red por el convertidor de potencia, la operación del generador no afecta el factor de potencia ni la potencia reactiva entregada o absorbida desde o hacia la red. Por lo tanto la potencia reactiva entregada o absorbida por el estator Q_s, se utiliza para dimensionar el convertidor y para evitar exceder los límites de capacidad del generador como se indica en la ecuación 2.6 b [7].

- Modelo del generador sincrónico de imanes permanentes PMSG.

En el modelo PMSG, el flujo es asumido para ser distribuido sinusoidalmente a lo largo del entrehierro. Analógicamente con la ecuación 2.1, bajo condiciones iniciales balanceadas, las ecuaciones de voltaje son:

$$u_{ds} = -R_s i_{ds} - \omega_s \psi_{qs} + \frac{d\psi_{ds}}{dt}$$
$$u_{qs} = -R_s i_{qs} - \omega_s \psi_{ds} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} \quad (2.7)$$

En el caso de un generador sincrónico de imanes permanentes, el bobinado de excitación es remplazado por imanes permanentes y el devanado de amortiguamiento o frenado es eliminado. Por lo tanto, los términos que implican el devanado de campo y el devanado de amortiguamiento en las ecuaciones 2.2 y 2.3 desaparecen. Además, el flujo ψ_{pm} de los imanes permanentes incorporados sobre el rotor, que es acoplado al devanado del estator debe ser agregado en las expresiones del flujo del estator sobre el eje directo. Los flujos de acoplamiento pueden ser calculados usando las siguientes expresiones:

$$\psi_{ds} = -L_{ds} i_{ds} + \psi_{pm}$$
$$\psi_{qs} = -L_{qs} i_{qs} \quad (2.8)$$

Donde ψ_{pm} es el flujo de acoplamiento de los imanes permanentes, y $L_{ds}\ y\ L_{qs}$ son las inductancias de fuga del estator.

El torque eléctrico τ_e de la máquina sincrónica de imanes permanentes está dada por:

$$\tau_e = p[(L_{qs} - L_{ds})i_{ds} + \psi_{pm}]i_{qs} \quad (2.9)$$

Donde *p* es el número de pares de polos.

El sistema generador-turbina puede ser descrito mediante la siguiente ecuación de movimiento:

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{1}{2H}(\tau_m - \tau_e) \quad (2.10)$$

Donde H es la constante de inercia del rotor, y $\tau_m\ y\ \tau_e$ son el torque mecánico y eléctrico respectivamente.

Nótese que la velocidad angular eléctrica del estator está dada por $\omega_s = p\omega_m$ donde ω_s es la velocidad angular mecánica en (rad/s).

2.2.1.3 Control de un aerogenerador con control full converter

El control de un aerogenerador full converter depende de la configuración del convertidor, por lo que existe una amplia gama de posibilidades. Un tipo de control, se centra en el hecho que el convertidor del lado de la red es responsable del control de voltaje del sistema de la turbina eólica en la interfaz con la red eléctrica, mientras el convertidor del lado del generador opera al voltaje del estator.

Para proporcionar una idea general del control, se asume que el aerogenerador está equipado con un generador sincrónico de imanes permanentes y que el convertidor del lado del generador así como el convertidor del lado de la red está compuesto por transistores bipolares de compuesta aislada (IGBT), controlados a través de una señal modulada por ancho de pulso (PWM) como se muestra en la Figura 2.5.

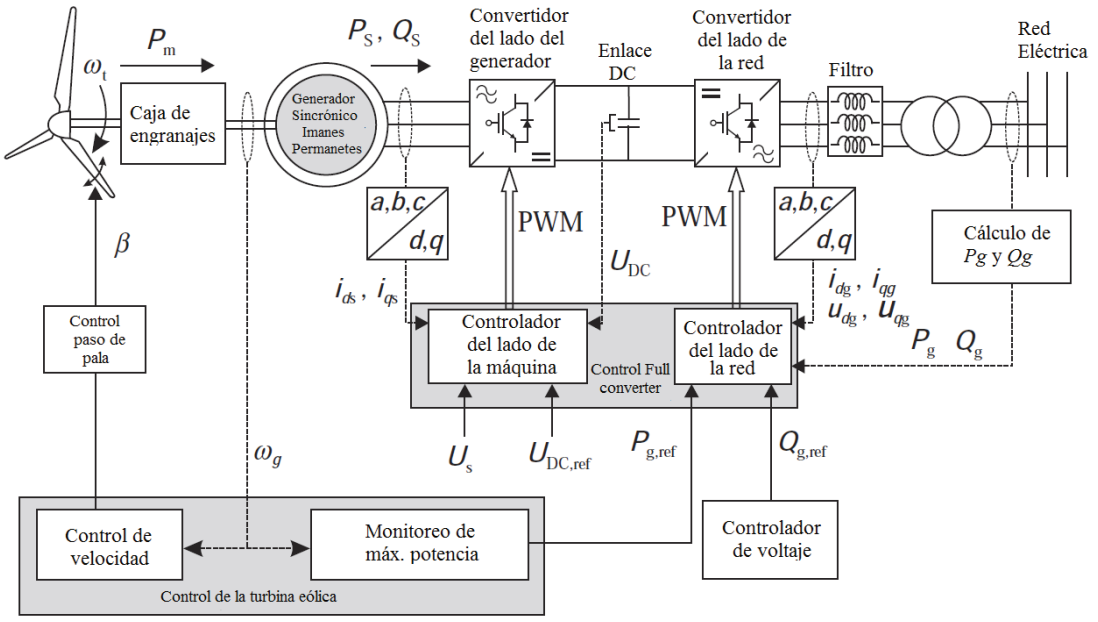

Figura 2.5 Sistema de control general de un sistema de turbina eólica full converter [7].

Una característica principal de este tipo de controlador es que la operación del sistema no influye en la operación del generador.

- Control del Convertidor del lado de la red

El control del convertidor del lado de la red se basa en el supuesto que el eje directo está orientado a lo largo del vector posición voltaje de la red, lo que implica que, $u_{qg} = 0$, y por esto el voltaje de la red tiene una única componente u_{dg} en el eje directo. El voltaje de la red se mide en el lado de la red del sistema del aerogenerador.

Las ecuaciones para la potencia activa y reactiva en el lado de la red son [7]:

$$P_g = u_{dg} i_{dg} + u_{qg} i_{qg} \qquad (2.11a)$$

$$Q_g = u_{qg} i_{dg} - u_{dg} i_{qg} \qquad (2.11b)$$

Bajo el supuesto previamente mencionado, las ecuaciones 2.11 se convierten en:

$$P_g = u_{dg} i_{dg} \qquad (2.12a)$$

$$Q_g = -u_{dg} i_{dg} \qquad (2.12b)$$

Como se indica, la potencia activa está determinada por la corriente de la red en el eje directo, mientras la potencia reactiva está determinada por la corriente de la red en el eje de cuadratura, medido en el lado de la red del convertidor de potencia.

La Figura 2.6 muestra el controlador del convertidor del lado de la red, consiste en dos lazos en cascada, siendo la referencia de potencia activa, la entrada al lazo de control en el eje directo y la potencia reactiva la entrada al lazo de control en el eje de cuadratura.

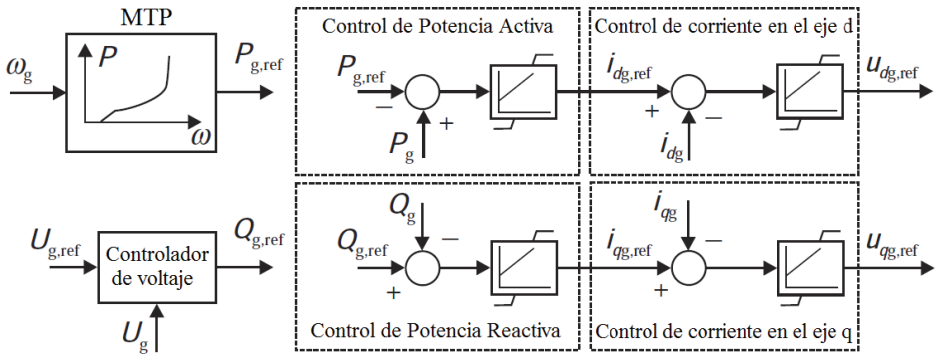

Figura 2.6 Controlador del convertidor del lado de la red [7].

La referencia para el control de potencia activa se obtiene de la característica de máxima transferencia de potencia. El objetivo es optimizar la operación del

generador para lograr la máxima eficiencia y entregar la mayor cantidad de potencia activa que sea posible.

Bajo condiciones normales, el generador no necesita entregar o absorber potencia reactiva porque el generador está desacoplado de la red a través del convertidor.

Por consiguiente, la potencia reactiva de referencia puede ser establecida en cero, lo que implica que $Q_{g,ref} = 0$. Sin embargo cuando se requiere una compensación de voltaje por parte del sistema de la turbina eólica en operación normal, o en el caso de que se presente una falla en la red eléctrica, se demanda un intercambio de potencia activa entre el sistema de la turbina eólica y el sistema de la red eléctrica, que implica que $Q_{g,ref} \neq 0$. El regulador de voltaje puede ser designado para controlar el voltaje en el punto de conexión a través de un aporte apropiado de potencia reactiva, que debe ser del convertidor del lado de la red. Como en el caso de una máquina eléctrica, la cantidad de potencia reactiva intercambiada por el sistema de la turbina eólica con la red de potencia debe ser limitada por el convertidor [7].

- Control del Convertidor del lado del generador

De las ecuaciones de voltaje expresadas en 2.7 y las ecuaciones de acoplamiento del estator en 2.8, se puede observar que existe una relación cruzada entre los dos ejes. Bajo condiciones estables, la derivada de los términos en las ecuaciones 2.7 se reducen a cero. Bajo esta consideración, reemplazando las ecuaciones de flujo de acoplamiento del estator de la ecuación 2.8 en la ecuación 2.7, se tiene:

$$u_{ds} = -R_s i_{ds} + \omega_s L_{qs} i_{qs}$$
$$u_{qs} = -R_s i_{qs} - \omega_s (L_{qs} i_{ds} - \psi_{pm}) \qquad (2.13)$$

Despreciando la resistencia del estator, se puede observar que el voltaje del estator en el eje directo depende de la corriente del estator en el eje de cuadratura. A fin de tener controles independientes para las dos coordenadas, la influencia del eje de cuadratura sobre el eje directo y viceversa pueden eliminarse. Las dos componentes pueden ser desacopladas considerando los dos términos del lado derecho de la ecuación 2.13 como términos de compensación. (Figura 2.7)

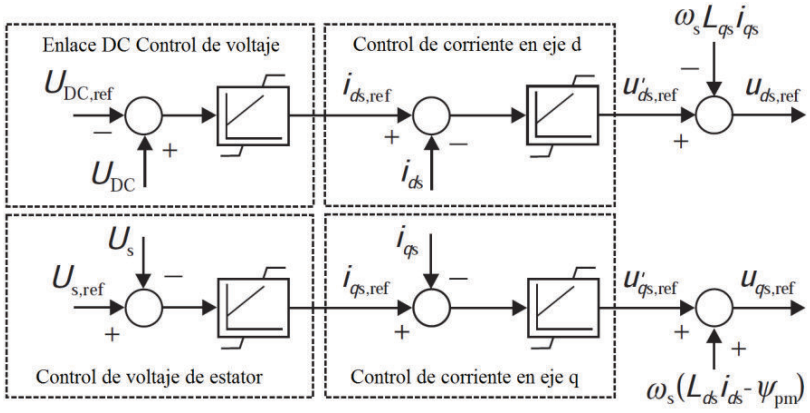

Figura 2.7 Control del convertidor de lado del generador [7].

El objetivo del convertidor del lado del generador es mantener constante el enlace DC del voltaje y controlar que el voltaje generador-estator esté en el valor nominal, que es, $U_{s,ref} = U_{s,rated}$. La ventaja de controlar el voltaje de estator a su valor nominal es que el convertidor siempre funcionará a voltaje nominal para el que fue diseñado y optimizado. El valor de referencia para el lazo de control de voltaje DC puede ser provisto por el controlador de amortiguamiento, el cual tiene como objetivo generar un par que amortigüe las oscilaciones de velocidad [7].

2.3 Estabilidad de Voltaje

La estabilidad de voltaje se refiere a la capacidad de un sistema de potencia para mantener niveles de voltaje aceptables en todas las barras del sistema bajo condiciones normales luego de haber sido sujeto a una perturbación. El sistema entra en estado de inestabilidad de voltaje cuando un disturbio, incremento en la demanda o cambio en las condiciones del sistema causa una progresiva e incontrolable caída de voltaje. [8]

La estabilidad de voltaje depende de la habilidad que el sistema posea para mantener o recuperar el equilibrio entre la entrega de potencia del sistema y la demanda de la carga. Los problemas de estabilidad que puedan aparecer suelen manifestarse en forma de aumento de voltaje en algunas barras del sistema o como una caída progresiva, dando como posibles resultados pérdidas de carga en algunos sectores o disparo de protecciones sacando de operación líneas de transmisión o zonas de carga en cascada dependiendo de la complicación de la

inestabilidad de voltaje generada, desencadenando este problema en una posible pérdida de sincronismo de algunos generadores.

La inestabilidad de voltaje se genera debido al esfuerzo dinámico de la carga por recobrar su consumo de potencia. Explícitamente se puede decir que el problema del voltaje se manifiesta a manera de caídas grandes e incontrolables en ciertas o varias barras del sistema eléctrico, la base de la inestabilidad de voltaje radica en que una vez sobrepasado el límite de transferencia de potencia, el mecanismo de recuperación de potencia se torna inestable reduciendo la potencia consumida [9].

La dinámica del sistema está siempre presente cada vez que ocurra una inestabilidad de voltaje, ésta puede modelarse con inecuaciones o ecuaciones diferenciales (dinámica continua), la carga es la fuerza conductora de la inestabilidad de voltaje por lo que también es conocida como inestabilidad de carga.

El inicio de la inestabilidad de voltaje se ve marcada por la capacidad que existe en el sistema de transmisión, ya que posee una capacidad limitada de transferencia de potencia adjunto a los límites del sistema de generación [9].

2.3.1 Clasificación

La estabilidad de voltaje, considerando el tiempo en el que se produce la inestabilidad y el tipo de disturbio que la genera, puede clasificarse en:

2.3.1.1 Estabilidad de Voltaje de Corta Duración

La estabilidad de voltaje de corta duración involucra la dinámica en el tiempo de los elementos de la carga de respuesta rápida como convertidores HVDC, motores de inducción, cargas electrónicamente controladas, etc. El intervalo de estudio está alrededor de algunos segundos y el análisis requiere la solución de un sistema apropiado de ecuaciones diferenciales, generalmente se necesita de la modelación de las cargas [10].

2.3.1.2 Estabilidad de voltaje de Larga Duración

La estabilidad de voltaje de larga duración trata de estudiar el comportamiento de la red durante varios minutos, requiere de simulaciones de larga duración para analizar el desempeño dinámico, incluye a los equipos de respuesta lenta tales como cambiadores de carga (LTCs), limitadores de corriente del generador, cargas

termostáticamente controladas, etc. La inestabilidad se debe a la pérdida de equilibrio de larga duración por citar un ejemplo, cuando la carga trata de recuperar su potencia de consumo sobrepasando las capacidades que el sistema de generación y transmisión [9].

La estabilidad está usualmente determinada por la salida resultante del equipamiento en lugar de la magnitud del disturbio inicial. Un análisis estático puede ser usado para estimar los márgenes de estabilidad, identificar factores que influyen en la estabilidad y dar a conocer algunas condiciones del sistema y algunos escenarios.

2.3.1.3 Estabilidad de voltaje ante pequeños disturbios

Es la habilidad que posee el sistema para mantener los voltajes estables luego de que ha sido sometido a pequeñas perturbaciones como incrementos de carga del sistema. Mediante esta definición se determina la respuesta de los voltajes del sistema frente a pequeños cambios en cualquier instante. La estabilidad ante pequeños disturbios está influenciada por características de las cargas, controles discretos y continuos en un instante dado [10].

Para facilitar el análisis del sistema las ecuaciones pueden ser linealizadas con la finalidad de simplificar el cálculo de una gran parte de información de sensibilidad del sistema que serán útiles para identificar los factores que determinan las fluctuaciones sobre la estabilidad. Esta linealización desprecia los efectos no lineales como cambios de taps, por lo que es recomendable combinar técnicas de análisis lineal y no lineal para utilizarlos de forma complementaria [11].

2.3.1.4 Estabilidad de voltaje ante grandes disturbios

Es la capacidad que posee el sistema para mantener los voltajes constantes después de ser sometido a grandes disturbios como: fallas en el sistema de transmisión, generación alejada de la carga, compensación reactiva insuficiente y funcionamiento cerca de los límites de transporte de potencia. Para determinar la estabilidad de voltaje frente a grandes disturbios se necesita del estudio de la respuesta no lineal del sistema durante un tiempo necesario en el que se pueda captar las interacciones de los dispositivos tales como cambiadores de taps bajo carga de los transformadores y los limitadores del campo generador, generalmente

el intervalo de tiempo para analizar la estabilidad de voltaje ante grandes disturbios va desde algunos segundos a 10 minutos [10].

2.3.1.5 Inestabilidad de voltaje por pérdida de control de Voltaje

Esta se produce por el agotamiento de la compensación de potencia reactiva que resulta en la pérdida de control de voltaje en un grupo de generadores o en compensadores sincrónicos. La pérdida de control de voltaje además de reducir el soporte reactivo a una región, incrementa las pérdidas reactivas en la red de transmisión, evitando la compensación de reactivos para la zona demandante de dicha potencia [9].

2.3.1.6 Colapso de Voltaje

El colapso de voltaje es un factor que está inherentemente relacionado con el problema de estabilidad de voltaje. Considerando que un sistema eléctrico de potencia se encuentra funcionando en estado estable y experimenta un disturbio, entra en un estado de colapso de voltaje, si en el análisis de equilibrio de post-falla los voltajes en las barras del sistema se encuentran fuera de los niveles aceptables de operación, el sistema colapsa.

Cuando un SEP es sometido a un disturbio que hace que el sistema se torne inestable, experimenta una serie de escenarios que finalmente terminan por desencadenar el colapso de voltaje.

Un SEP que presenta condiciones de operación con líneas de transmisión fuertemente cargadas, puede constituir un escenario propicio para el colapso de voltaje; de esta manera grandes cantidades de potencia se transmiten a través de ellas desde generaciones remotas hacia áreas de carga, es entonces cuando repentinamente se le aplica una o varias perturbaciones grandes al sistema [12].

La salida de operación de elementos importantes como líneas de transmisión o generaciones importantes, causan perturbaciones que hacen que el voltaje disminuya en las áreas de carga. Esto produce la actuación de los taps de los transformadores de distribución y de los reguladores de voltaje que intentan restaurar los niveles de voltaje a los valores nominales. La carga intenta retomar los valores de potencia originales produciendo nuevas caídas de voltaje.

Ante estas condiciones los generadores más cercanos pueden sobrecargarse y pueden actuar los limitadores de sobreexcitación, disminuyendo la producción de potencia reactiva en la zona afectada. Los grandes generadores más alejados deben suministrar la potencia reactiva perdida produciendo un incremento de las pérdidas y de la caída de voltaje. El sistema no puede sostener el nivel de voltaje y se produce el colapso de voltaje total o parcial. Concretamente se puede decir que el colapso de voltaje es el resultado de una serie de eventos que implica la interacción de una gran cantidad de dispositivos de operación y control [10].

Las grandes distancias entre generación y carga, operación de tap frente a condiciones de bajo voltaje, cargas de influencia como motores de inducción y una deficiente coordinación entre protecciones y dispositivos de control, son algunos factores que favorecen el colapso de voltaje.

Podrían nombrarse tres tipos de colapso de voltaje:

1. Colapso de voltaje dinámico, que ocurre cuando el estado post-falla cae fuera de la región de estabilidad transitoria post-falla de manera que no se puede recobrar el equilibrio.
2. Colapso de voltaje paramétrico, que ocurre cuando el sistema está localizado (como resultado de cambio de carga, pérdidas de generación o líneas de transmisión) en una región de espacio de parámetros de la cual no puede regresar a un punto de operación estable.
3. Colapso de voltaje relacionado con el equipamiento, el colapso está relacionado con la operación de ciertos equipos, especialmente con los cambiadores de carga y los reguladores de voltaje [13].

2.3.2 Curvas PV

Las curvas PV implican realizar varios flujos de potencia con diferentes valores de carga que se aplican sobre un nodo o barra. Luego de que el flujo de potencia presenta la solución posteriormente a la variación de la carga, el valor de voltaje en la barra se grafica para obtener dicha curva.

Si por efecto de la fluctuación de la carga, la barra se acerca al punto de inestabilidad, el flujo de potencia podría no converger, por esto los flujos de carga

se reducen para permitir la convergencia del flujo hasta que presente un error menor a 1 MW [14]. Mediante esta metodología se puede determinar la distancia que existe hacia el punto de estabilidad.

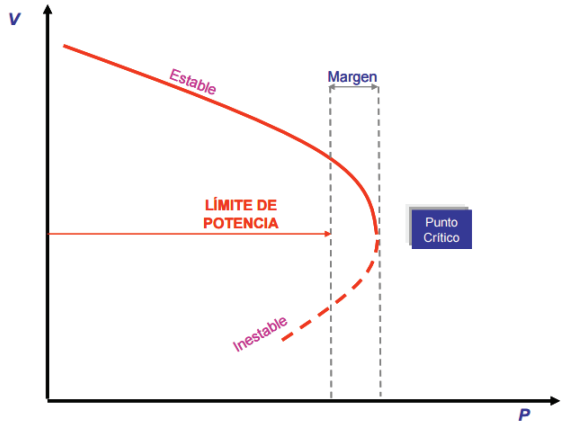

Figura 2.8 Curva característica PV [10].

La Figura 2.8 muestra una curva característica PV, donde el punto base de operación es el inicio de la curva, a medida que la carga se va incrementando el perfil de voltaje disminuye, con una tendencia diferente para cada barra. Una vez la pendiente de la curva tiende a ser vertical, el sistema ingresa a un área inestable de operación y cualquier fluctuación puede desencadenar el colapso de voltaje de la barra implicada.

Las curvas PV representan la variación de voltaje con respecto a la variación de la potencia activa de la carga. La potencia activa que se genera se incrementa de acuerdo a la capacidad de los generadores, o de factores de participación previamente definidos por el usuario una vez que se tenga un conocimiento general del sistema en estudio. Entre las desventajas que pueden presentar las curvas PV se puede mencionar que se debe realizar un re-despacho de generación de una manera coherente conforme la carga vaya incrementando su valor en la zona de estudio o de acuerdo a los parámetros técnicos de los generadores. También los algoritmos de flujos de potencia pueden presentar ciertas complicaciones de convergencia en el punto crítico de la curva [14].

Las desventajas se pueden corregir mediante la aplicación de flujos de continuación, ya que permite superar el problema de singularidad de la matriz jacobiana del sistema reformulando las ecuaciones de flujo, a fin de que éstas reúnan las condiciones adecuadas para cualquier incremento de carga, solucionando de esta manera el flujo de potencia para puntos de equilibro estables e inestables, que son las partes superior e inferior de la curva PV.

Los flujos de continuación aplican un proceso iterativo, que implica pasos de predicción y corrección. Partiendo de una solución A se procede a estimar una solución B a través de un paso de predicción tangente, para un parámetro de incremento de carga y generación especificado. Posteriormente, se determina una solución exacta C con el paso de corrección, utilizando un análisis de flujo de potencia convencional, asumiendo una carga fija del sistema. Con un nuevo paso de predicción tangente se calculan los voltajes para un incremento mayor de la carga. Si el nuevo estimado de carga D, está más allá de la máxima carga de la solución exacta, un paso de corrección con cargas fijas podría no converger, entonces se aplica un paso de corrección con voltaje fijo para encontrar la solución exacta E [10] [14].

Una vez alcanzado el límite de estabilidad, la magnitud del incremento de carga-generación debe reducirse gradualmente durante los pasos de predicción siguientes para determinar exactamente la carga máxima.

2.3.3 Curvas QV

Una curva QV expresa la variación de los voltajes de las barras con respecto a la inyección o absorción de potencia reactiva. Estas curvas se determinan conectando un generador ficticio con potencia activa cero (compensador sincrónico) y registrando la potencia reactiva producida cuando se varía el voltaje terminal. Las curvas QV consideran una transferencia de potencia activa constante a fin de graficar la relación de la cantidad de potencia que se debe inyectar a una barra para mantener el nivel de voltaje en rangos aceptables de operación [14].

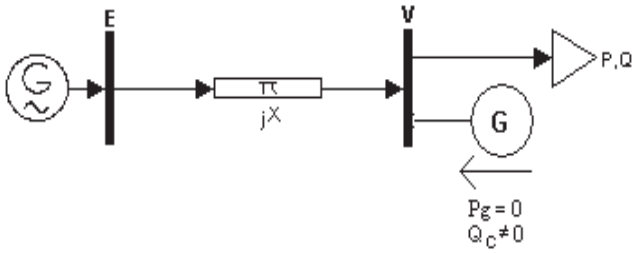

Figura 2.9 Circuito base para determinar curvas QV [15]

Se considera un generador con Voltaje **E**, que alimenta una carga (P,Q), por medio de una L/T de reactancia jX.

Las ecuaciones del flujo de potencia para el sistema de la Figura 2.9 son [15]:

$$P = -\frac{EV}{X} \cdot \sin\theta \qquad (2.14)$$

$$Q - Q_C = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} \cdot \cos\theta \qquad (2.15)$$

Para cada valor de voltaje *V*, primero se obtiene θ de (2.14), luego se calcula la potencia reactiva *Qc* de (2.15). Debido a que la curva caracterizará la operación de estado estable del sistema, la carga debe representarse adecuadamente por su característica de estado estable. Las curvas QV ayudan a determinar la cantidad de compensación reactiva necesaria para restaurar un punto de operación o para obtener un voltaje deseado.

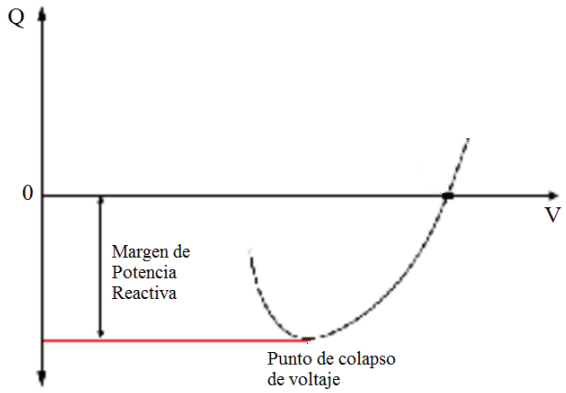

Figura 2.10 Curva característica QV [15].

La Figura 2.10 muestra una curva característica QV. El codo de la curva, donde la derivada *dQ/dV* es igual a cero, representa el punto de colapso de voltaje. Si este punto se encuentra sobre el eje horizontal, el sistema es deficiente en potencia reactiva por lo que es necesario inyectar una cantidad adicional de potencia reactiva para evitar un colapso de voltaje.

Usando este método se puede identificar la barra más débil, la cual presentará una o más de las siguientes condiciones: tiene el punto de colapso de voltaje más alto en la curva QV, tiene el menor margen de potencia reactiva, tiene la mayor deficiencia de potencia reactiva, o tiene el porcentaje más alto de variación de voltaje [15].

Las curvas QV presentan varias ventajas:

- La seguridad de voltaje está muy relacionada con la potencia reactiva, las curvas QV proporcionan el margen de potencia reactiva en la barra de prueba. En este caso, el margen de potencia reactiva es la distancia en MVAr desde el punto de operación hasta el codo de la curva.
- Las curvas QV pueden ser calculadas en diferentes puntos a lo largo de una curva PV para analizar la robustez del sistema.
- La pendiente de la curva QV indica la robustez de la barra de prueba.

2.3.4 Análisis de Sensibilidad

En una barra la sensibilidad expresa la pendiente de la curva QV en un punto de operación, si la sensibilidad es de carácter positivo significa que la operación del sistema es estable, a medida que la sensibilidad decrece, más estable es el sistema, por ésta razón una sensibilidad negativa indica que la operación del sistema es inestable, la sensibilidad es infinita en el límite de estabilidad del sistema.

De manera general, las ecuaciones que pueden describir el comportamiento de la red eléctrica pueden expresarse de la siguiente manera de forma linealizada [16]:

$$\begin{bmatrix}\Delta P\\ \Delta Q\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}J_{PQ} & J_{PV}\\ J_{Q\theta} & J_{QV}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\Delta\theta\\ \Delta V\end{bmatrix} \qquad (2.16)$$

Donde:

ΔP = variación incremental en la potencia activa de la barra

ΔQ = variación incremental en la inyección de potencia reactiva de la barra

$\Delta\theta$ = variación incremental en el ángulo de voltaje de la barra

ΔV = variación incremental en el voltaje de la barra

$J_{P\theta}$, J_{PV}, $J_{Q\theta}$, J_{QV} : Son las submatrices jacobianas

La matriz Jacobiana es una matriz de sensibilidad entre el flujo de potencia y las variaciones de voltaje y ángulo en las barras. Si se usa el modelo convencional de flujo de potencia para análisis de estabilidad de voltaje, la matriz jacobiana en la ecuación (2.16) es la misma que la usada para resolver las ecuaciones de flujo de potencia mediante el método del Newton-Raphson [16].

La potencia activa y reactiva (P,Q) afectan la estabilidad del sistema. Sin embargo a cada punto operativo se puede mantener P constante y evaluar la estabilidad de voltaje considerando la relación incremental entre Q y V. A pesar que los cambios incrementales en P no son considerados (ΔP = 0) en la formulación, las implicaciones de cambio en la carga del sistema o del nivel de transferencia se consideran al analizar la relación incremental entre Q y V en diferentes condiciones operativas.

Basándose en las consideraciones anteriores se tiene:

$$\Delta Q = J_R\, \Delta V \qquad (2.17)$$

Donde:

$$J_R = J_{QV} - J_{Q\theta} \cdot {J_{P\theta}}^{-1} \cdot J_{PV} \qquad (2.18)$$

J_R es la matriz jacobiana reducida del sistema. De la ecuación 2.17 se obtiene que:

$$\Delta V = {J_R}^{-1} \cdot \Delta Q \qquad (2.19)$$

La matriz J_R^{-1} es la matriz jacobiana QV. Su *i-ésimo* elemento de la diagonal es la sensibilidad QV en la barra *i*. La sensibilidad QV en una barra representa la

inclinación de la curva QV en un punto operativo dado. Una sensibilidad positiva indica operación estable; mientras más pequeña sea la sensibilidad, más estable es el sistema. Cuando la estabilidad decrece, la magnitud de la sensibilidad se incrementa, llegando a ser infinita en el límite de estabilidad. Al contrario, una sensibilidad negativa es indicativo de operación inestable, una sensibilidad negativa pequeña representa una operación muy inestable. Debido a la naturaleza no lineal de las relaciones QV, la magnitud de las sensibilidades para diferentes condiciones no entrega una medida directa del grado relativo de estabilidad [14].

Basándose en la definición de sensibilidad, otro método para determinar la barra más débil del sistema, es monitoreando la relación *dV/dQ* de la matriz jacobiana del sistema cuando se está calculando las curvas PV, sea por medio de flujos de potencia sucesivos o por medio de flujos de continuación. La barra que tenga la más grande variación *dV/dQ* antes del colapso es la barra más débil [17].

2.3.5 Control jerárquico de voltaje

Los sistemas jerárquicos, se sustentan en la subdivisión de áreas y una coordinación automática de la potencia reactiva de cada área para controlar los voltajes locales, los cuales han sido investigados primero en Europa principalmente en Francia e Italia desde 1980 y nombrado regulación coordinada de voltaje (CVR) y de igual manera la regulación secundaria de voltaje (SVR) [7].

Los operadores de los sistemas de potencia, indican que la SVR simplifica el control automático de los voltajes de la red de transmisión en general, incrementando la eficiencia y estabilidad así como también simplifican y distingue correctamente las contribuciones de los diferentes participantes para los servicios auxiliares de voltaje.

2.4 Respuesta de Frecuencia

La estabilidad de frecuencia está asociada con la respuesta del sistema de potencia ante perturbaciones severas, consiste en la habilidad que posee el sistema eléctrico de potencia para para mantener una frecuencia de estado estacionario adecuado, luego que el SEP se vea sometido a una perturbación severa que conduzca a un desbalance representativo entre generación y carga.

Luego de un gran disturbio puede suceder que el sistema se fragmente en islas o zonas, por ende se producen amplias variaciones de frecuencia entre ± 3 Hz y de voltaje entre 0.5 a 1.2 pu. Los procesos y dispositivos activados por estas variaciones poseen tiempos de actuación en el orden de algunos segundos hasta varios minutos como es el caso de los sistemas de suministro de energía primaria. El período de interés extiende el periodo transitorio para incluir además de las dinámicas rápidas, las dinámicas lentas de los sistemas de control automático y de protección [18].

Ante una perturbación severa el sistema tiende a sacar componentes fuera de servicio en cascada, lo cual separa al sistema en zonas por lo que la respuesta de frecuencia está vinculada con el hecho que si cada zona alcanzará o no un estado aceptable de operación con una mínima pérdida de carga y generación. Ante la separación en zonas, los sistemas de control y protección dominan la respuesta del sistema por lo cual la coordinación entre ambos debe ser la mejor posible para evitar una gran pérdida de estabilidad.

Generalmente los problemas de frecuencia se asocian con la inadecuada respuesta del equipamiento, una deficiente coordinación entre sistemas de control y protección y una insuficiente reserva de potencia activa y reactiva.

Analizar las perturbaciones muy severas muestra que los sistemas de protección y control tienen una gran influencia en el comportamiento dinámico del sistema.

En el sistema de suministro de energía y en la máquina que proporciona la fuerza motriz primaria, influyen el control y protección de sobrevelocidad de la turbina, la protección de subfrecuencia de la turbina, los sistemas de protección y control, la protección de los servicios auxiliares de la planta de generación y el control automático de generación [19].

En el sistema de excitación y en el generador influye el relé de pérdida de excitación, los limitadores de sub y sobre excitación.

En la red eléctrica influyen los relés de los sistemas de distribución y transmisión, los relés de sobrevoltaje, los taps bajo carga de los transformadores regulables y los reguladores de voltaje.

2.4.1 Regulación Primaria y Secundaria

Debido a que la frecuencia eléctrica está ligada al balance de potencia activa en el sistema eléctrico, suele hablarse de control de frecuencia, control de potencia, o control de frecuencia-potencia. La frecuencia del sistema y los flujos de potencia son las variables que se quieren controlar, y las potencias entrantes a los generadores son las variables empleadas para controlarlas.

La frecuencia de un sistema eléctrico es la misma en todos sus nodos cuando el sistema se encuentra en régimen permanente, al estudiar el control frecuencia-potencia se asume que las desviaciones del punto de equilibrio son pequeñas y que la frecuencia puede considerarse constante en los nodos del sistema. Por ello el control de frecuencia es un problema que se trata de manera global, en oposición al control de voltaje ya que ésta es una variable local y que afecta, salvo en casos muy especiales como el colapso de voltaje, a un conjunto limitado de barras del sistema.

Por otra parte el objetivo del control de frecuencia es mantener el equilibrio entre generación y carga, mantener la frecuencia de referencia del sistema, sostener las condiciones establecidas para intercambiar energía con otras áreas y mantener la suficiente energía de reserva.

El control de frecuencia posee tres niveles:

Control primario: es el que responde de manera inmediata en un rango entre 2 a 20 segundos, actúa de forma local en cada generador síncrono, ocupándose de la velocidad de giro del eje, la rapidez de este control es limitada por la propia inercia de los generadores.

Control secundario: es el que opera en un margen de tiempo de 20 segundos a varios minutos, actúa en el ámbito del área de control, atendiendo a la frecuencia y al intercambio de potencia con áreas adyacentes.

Control terciario: actúa en un margen de tiempo mayor a 30 minutos, su ejecución se la realiza en un sistema eléctrico extenso enfocándose en un reparto equitativo de carga con la finalidad de garantizar las suficientes reservas de energía. [18]

2.4.1.1 Control Primario

El control primario tiene como objeto corregir automáticamente los desequilibrios instantáneos entre generación y carga, actúa mediante la variación de potencia de los generadores de forma inmediata y autónoma por actuación de los reguladores de velocidad de las turbinas como respuesta a las variaciones de frecuencia [19].

El control primario se refiere a la respuesta generación-carga, incluyendo los reguladores de velocidad que estabilizan la frecuencia cuando existe un cambio en el equilibrio entre la carga y la generación. El control primario actúa sobre los primeros segundos después que se detecta una variación de frecuencia y se mantiene hasta que entre en funcionamiento el control de generación automático (AGC). Respuesta de frecuencia es un término común para el control primario [18].

El regulador de velocidad es el eje de la regulación primaria, el cual desempeña las funciones de regular la velocidad de la turbina, aportar a la regulación de frecuencia, controlar la potencia activa de la unidad, precautelar la seguridad de la turbina y tubería de presión, participar en funciones de control como arranque, parada y sincronización.

En la Figura 2.11 se muestra de manera general el control de velocidad.

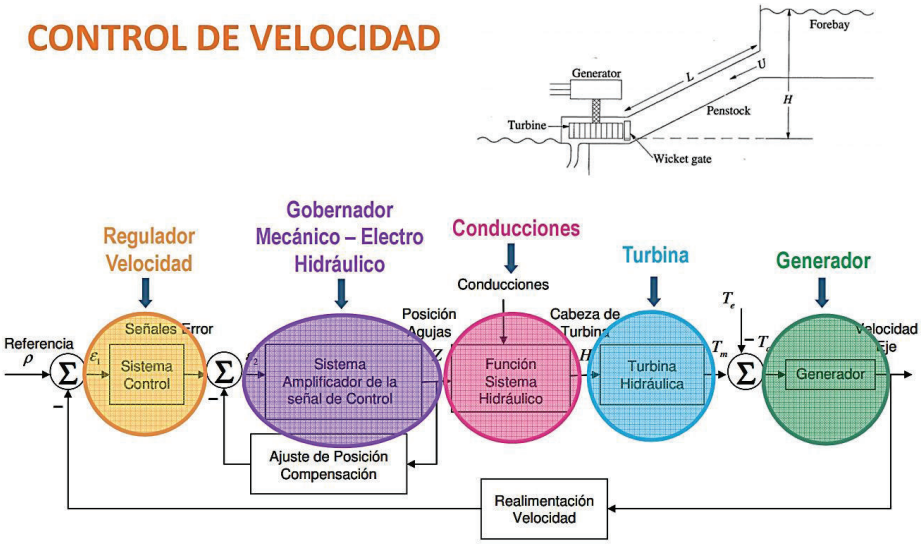

Figura 2.11 Esquema General Realimentado Sistema Turbina - Gobernador de Velocidad [20].

2.4.1.2 Control Secundario

Si se presenta cualquier tipo de variación de carga, la ejecución de la regulación primaria permite recuperar el balance entre generación y carga pero surgen dos efectos no deseados, la frecuencia queda desviada respecto a la frecuencia de referencia y el reparto de carga entre los generadores queda determinado por sus estatismos, por lo que en general no se cumplirán los flujos de potencia programados entre áreas.

La regulación secundaria ejecutada por el control automático de generación (AGC) tiene como objetivo corregir esos dos efectos, devolviendo al sistema la frecuencia de referencia y manteniendo los flujos de potencia programados.

Cuando se trata de mantener la frecuencia en un sistema aislado, es un poco más simple que entre áreas, debido a que no se necesita mantener los flujos de potencia programados con un área aledaña o cercana, por lo que la única función del control secundario es reducir el Δf a cero con la finalidad de restaurar la frecuencia de operación a la frecuencia de referencia. Esto se puede lograr agregando una acción de control suplementaria, sobre al menos un generador del sistema. Frente a cualquier fluctuación de carga la regulación secundaria se presenta de manera más lenta que la regulación primaria, por lo que una vez que el control secundario entra en funcionamiento puede considerarse que la frecuencia se ha estabilizado [19].

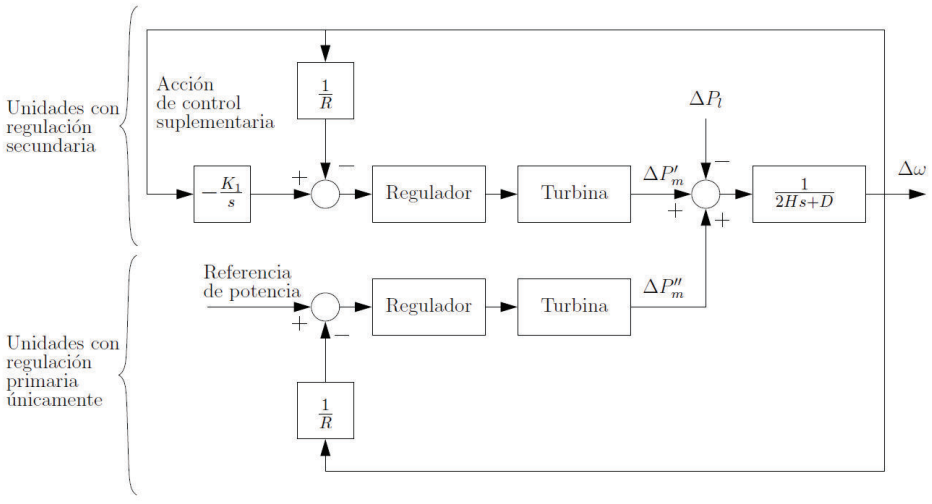

Figura 2.12 Control automático de generación por parte de un único generador [19].

La Figura 2.12 muestra como un generador del sistema ejerce una acción de control para poder ejecutar el control secundario.

Una vez que la frecuencia de operación es devuelta a nivel de la frecuencia de referencia, la regulación secundaria actúa automáticamente sobre todas las plantas que fueron definidas para restaurar la generación en las plantas que fueron partícipes en la regulación primaria.

El control secundario debe establecerse de manera centralizada, debido a que puede producirse una competencia entre generadores para alcanzar la frecuencia nominal desencadenando, de esta manera, inestabilidad en el sistema de control.

Existe un único lazo de regulación, localizado en un despacho de control, que monitorea la frecuencia, y emite a las unidades de generación participantes en la regulación secundaria las respectivas consignas de variación de generación.

2.5 Descripción del modelo del generador eólico utilizado en Power Factory [21].

Para el presente trabajo se ha considerado un generador eólico con convertidor de potencia total (Full Converter), de potencia aparente de 4 MVA, potencia activa 3.6 MW y factor de potencia 0.9. El inversor del generador eólico se conecta directamente a una barra de 400V y a 20kV a través de un transformador trifásico de dos devanados como se puede ver en la Figura 2.13.

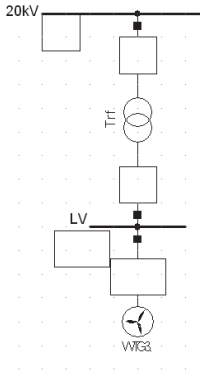

Figura 2.13 Generador eólico implementado para el estudio en PowerFactory.

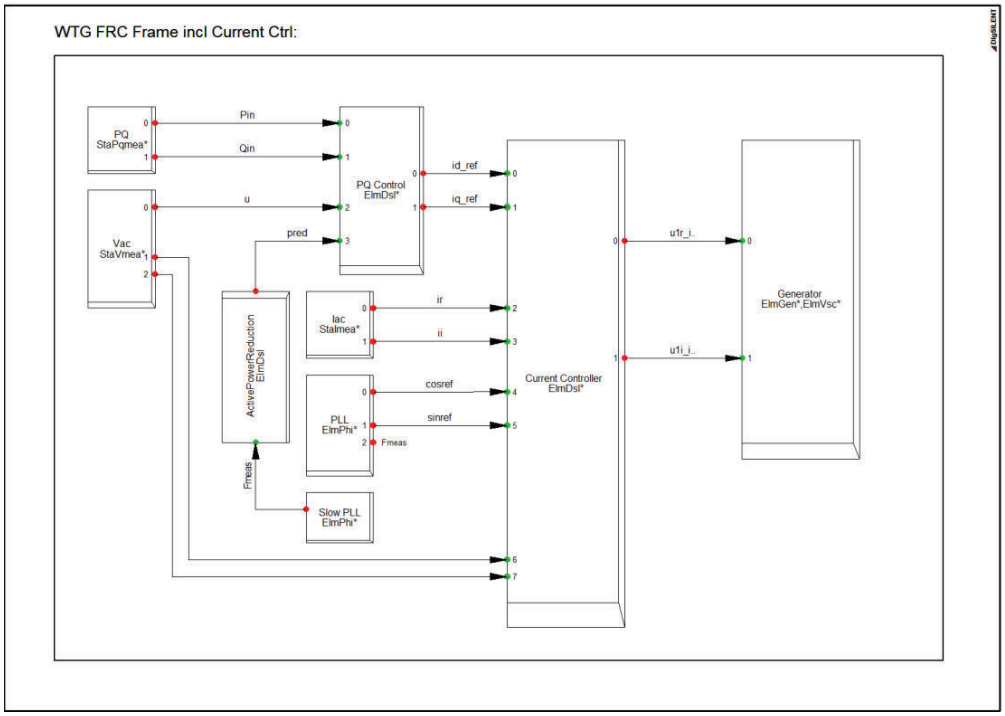

Figura 2.14 Modelo del generador eólico con convertidor de potencia total

En la Figura 2.14 se indica el modelo del generador eólico, éste incorpora:

- Bloque de reducción de potencia activa, que reduce la potencia en caso de sobrefrecuencia eléctrica.
- Bloque controlador de corriente, calcula a partir de la corriente de referencia una señal de voltaje para el generador estático,
- Bloque generador, es el generador estático.
- Bloque Iac, es el dispositivo de medición de corriente.
- Bloque PLL, es el dispositivo de medida de potencia activa y reactiva.
- Bloque PQ Control, controla la potencia activa y reactiva a través de la corriente del rotor.
- Bloque PQ, es el dispositivo de medida de potencia activa y reactiva.
- Bloque Slow FrequMeas, es el medidor de frecuencia para reducción de potencia de sobrefrecuencia.
- Bloque Vac, es el dispositivo de medida de voltaje.

Para modelar el aerogenerador se ha utilizado un generador estático en Power Factory, con los datos básicos de la Figura 2.15.

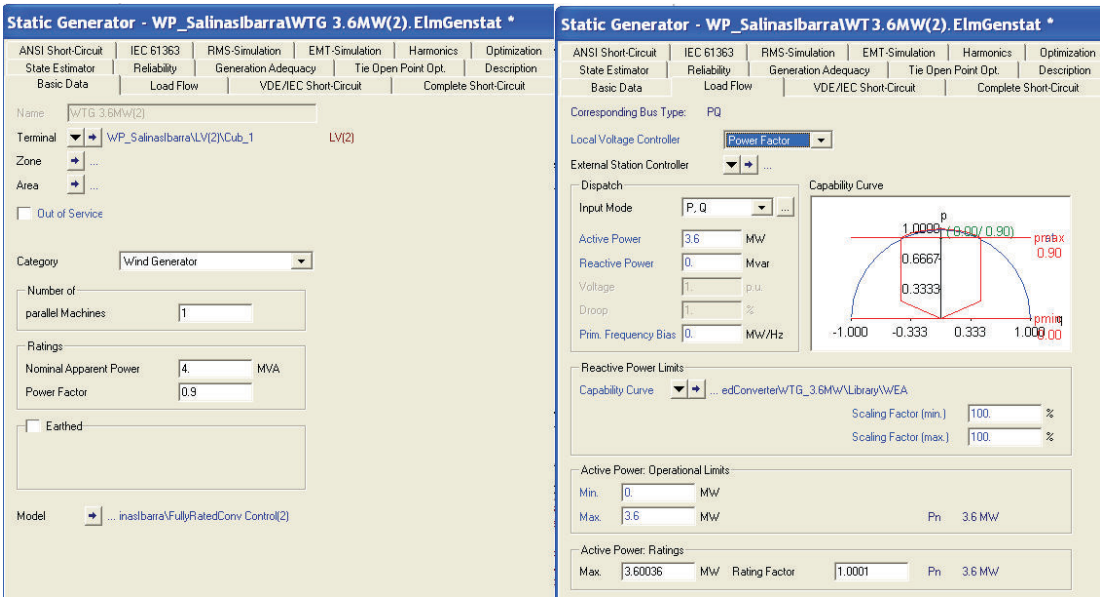

Figura 2.15 Datos básicos del generador eólico (Generador Estático)

El aerogenerador se conecta a través de un convertidor a la red, que puede ser modelado como un generador estático, debido a que el comportamiento de la planta es determinado por el convertidor.

La aplicación específica del generador se la puede seleccionar en el recuadro de categorías.

El generado estático presenta un modelo de secuencia cero y secuencia negativa, donde la corriente de secuencia negativa está definida en cero. Para el presente caso la opción ‘‘Earthed’’ se encuentra desactivada, por lo que la corriente de secuencia cero es cero.

- Análisis de flujos de Potencia

El controlador de voltaje local puede ser definido en tres modos diferentes (cosΦ, V, droop), en este caso se utilizó control por factor de potencia.

– Control por factor de potencia

Esta opción corresponde al tipo de barra PQ y el diagrama de bloques se muestra en la Figura 2.16. Con el control de factor de potencia se puede especificar las salidas de potencia activa y reactiva sobre las cuales el generador estático operará.

El template utilizado presenta un valor de potencia activa de 3.6 MW y un valor de potencia reactiva de 0 MVAr, lo que implica que los generadores eólicos no participaran con aporte de reactivos al sistema y por ende serán exentos de influir en el control primario de frecuencia para el presente estudio.

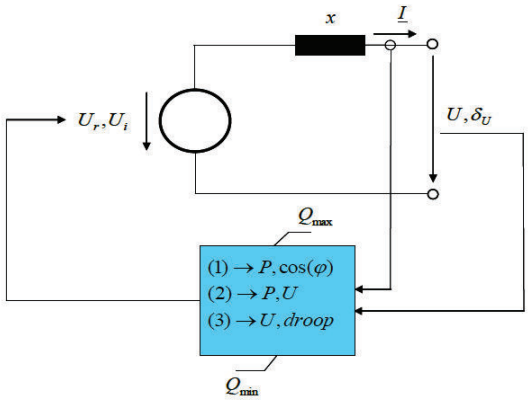

Figura 2.16 Opciones de control por voltaje [21].

- Bias de frecuencia

Luego de una perturbación, los gobernadores de las unidades participan en el control primario incrementando o disminuyendo la potencia de la turbina llevando de esta manera la frecuencia a su valor nominal. El cambio en la potencia del generador es proporcional a la desviación de la frecuencia y es compartida entre las unidades participantes de acuerdo a la ganancia (Kpf) de sus controladores primarios, esto se representa en la Figura 2.17. Para este estudio, el valor del factor Bias está establecido en 0 en el template de Power Factory, lo que implica que los aerogeneradores no participan en el control primario de frecuencia, por lo que ésta respuesta se ha definido únicamente para las unidades de la central de generación Paute [22].

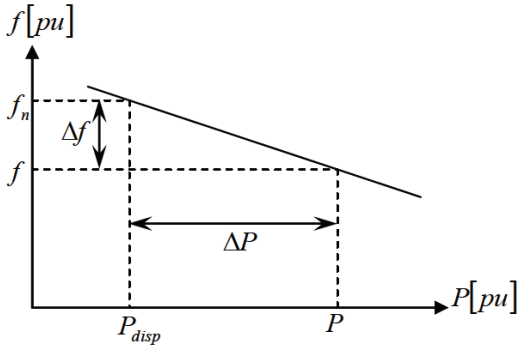

Figura 2.17 Bias de frecuencia [21].

El despacho actual de potencia real del generador se calcula como:

$$P = P_{dispatch} + dP \tag{2.5.1}$$

Donde:

$dP = dF * Kpf$

dP es el cambio en la salida del generador

dF es el cambio en la frecuencia

Kpf es el parámetro de ganancia del control primario para el generador

- Límites de potencia reactiva

Los límites de potencia reactiva pueden especificarse de dos maneras

Límites constantes máximos/mínimos, en este caso, los valores se establecen inicialmente igual al valor máximo/mínimo de la potencia reactiva nominal. Los límites de potencia reactiva son datos operacionales.

- Límites de potencia activa

Existen dos maneras de definir los límites de potencia activa. El ‘‘Active Power: Operational limits’’ son los límites máximo y mínimo de MW de salida del generador desde una perspectiva operacional. Tienen una mayor prioridad que los límites de ‘‘Active Power Rating’’.

El ‘‘Active Power Rating’’ es la máxima potencia activa de salida del generador y es establecida por la multiplicación de los MVA de los datos de placa por el factor de potencia y el factor de potencia.

- Simulación RMS

Modelo de la fuente de corriente

Señales de entrada:

- ✓ Id_ref: Corriente de referencia en el eje d en p.u.
- ✓ Iq_ref: Corriente de referencia en el eje q en p.u.
- ✓ cosref: Cos(ángulo de referencia dq)
- ✓ sinref: Sin(ángulo de referencia dq)

La señal cosref y sinref pueden ser conectadas desde el modelo PLL, el modelo de la fuente de corriente se muestra en la Figura 2.18.

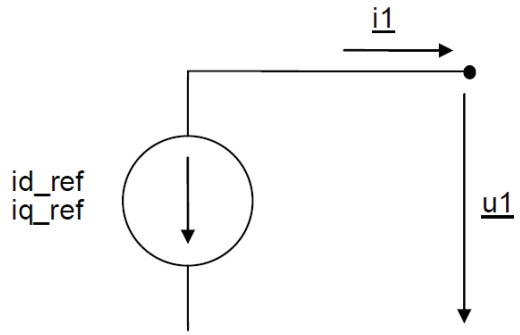

Figura 2.18 Modelo de la fuente de corriente [21].

Se emplean las siguientes ecuaciones [21]:

$$\underline{i1} = \left(i_{d_ref} \cdot cosu - i_{q_ref} \cdot sinu\right) + j \cdot \left(i_{d_ref} \cdot sinu - i_{q_ref} \cdot cosu\right) \quad (2.5.2)$$

Las señales de ingreso ‘‘cosref’’ y ‘‘sinref’’ están conectadas:

$$cosu = \cos ref \text{ y } sinu = \sin ref \quad (2.5.3)$$

Si las señales de ingreso no están conectadas, las cantidades *sinu* y *cosu* se calculan internamente utilizando el voltaje terminal de secuencia positiva $\underline{u1}$

$$cosu = \frac{Re(u1)}{|u1|} \text{ y } sinu = \frac{Im(u1)}{|u1|} \quad (2.5.4)$$

Si el voltaje se encuentra bajo el mínimo voltaje de operación $\underline{i1} = 0$

Modelo de la fuente de voltaje

Señales de entrada:

- *u1r_in*: Entrada de voltaje, parte real de secuencia positiva en p.u.
- *u1i_in*: Entrada de voltaje, parte imaginaria de secuencia positiva en p.u.

Parámetro de entrada:

- *uk* : Reactor serie, Impedancia de cortocircuito en %
- *Pcu* : Reactor serie, pérdidas en el cobre en kW

El modelo de la fuente de voltaje, que se muestra en la Figura 2.19 se utiliza si las dos señales de entrada ‘‘*u1r_in’’* y ‘‘*u1i_in’’* están conectadas, de lo contrario se utiliza el modelo de la fuente de corriente.

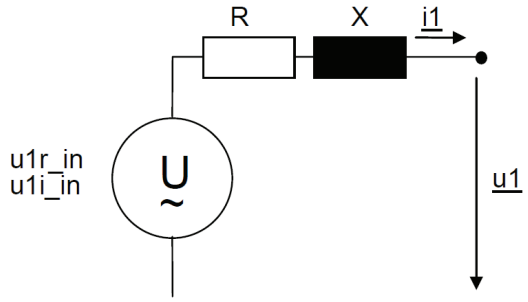

Figura 2.19 Modelo de la fuente de voltaje [21].

Se utilizan las siguientes ecuaciones [21]:

$$u1r_in + \mathrm{j}^* \, u1i_in = \underline{u1} + \underline{z}^* \underline{i1} \qquad (2.5.5)$$

donde: $\underline{z} = R + \mathrm{j}^* X$ (2.5.6)

Las cantidades R y X son calculadas de los parámetros de entrada ‘‘*uk*’’ y ‘‘Pcu’’.
Si el voltaje se encuentra bajo el mínimo voltaje de operación $\underline{i1} = 0$.

Secuencia cero

La secuencia cero depende de los ajustes y su modelo se muestra en la Figura 2.20.

Parámetros de entrada:

- r0: Resistencia de secuencia cero, r0 (oculta si la opción ieathed esta deshabilitada)
- x0: Reactancia de secuencia cero, x0 (oculta si la opción ieathed esta deshabilitada)

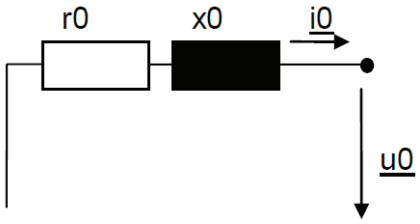

Figura 2.20 Modelo de secuencia cero si la opción ''Earthed'' está habilitada [21].

Si la opción se encuentra deshabilitada, como en este caso, la corriente de secuencia cero es cero.

- Curva de Capabilidad del aerogenerador full converter implementado

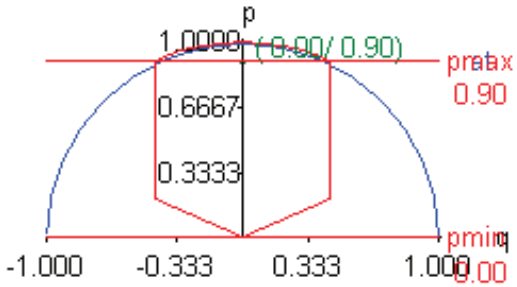

Figura 2. 21 Curva de Capabilidad del aerogenerador implementado.

En la Figura 2.21 se muestra la curva de capabilidad el aerogenerador implementado para el presente estudio, con los límites de potencia reactiva, donde la pmax está establecida para un factor de potencia de 0.9 pu y los límites de potencia reactiva se muestran en la Figura 2.22, la misma que se ha tomado de las librerías preestablecidas de Power Factory. Los límites de potencia reactiva son: en atraso es de -0.44 pu y en adelanto es 0.44 pu. Este tipo de capabilidad es conoce como forma U simétrica, debido a que Qmax y Qmin son iguales.

El rango del factor de potencia en atraso puede disminuir como el incremento de voltaje en los terminales debido a las restricciones internas de voltaje y puede disminuir como el decremento de voltaje en los terminales debido a las limitaciones de corriente del convertidor.

Normalmente la capabilidad en adelanto aumenta con el incremento de voltaje en los terminales, generalmente los aerogeneradores están diseñados para operar del 90% al 110% del voltaje de terminales.

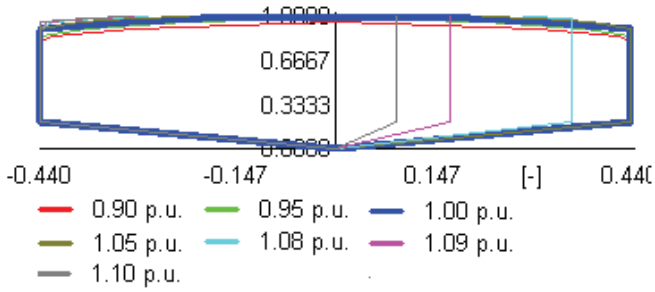

Figura 2.22 Límites de potencia reactiva por la Asociación de Energía Eólica WEA de las librerias de Power Factory.

CAPÍTULO 3

Estabilidad de Voltaje en el Sistema Nacional Interconectado frente a la inserción de parques eólicos

Con la finalidad de observar la influencia de la inserción de energía eólica en el sistema nacional interconectado, los parques eólicos a implementarse han sido divididos en dos grupos, el grupo uno correspondiente a la zona norte y el grupo dos correspondiente a la zona sur, como se indica en las Tablas 3.1 y 3.2, para de esta manera poder apreciar el efecto del ingreso de la generación.

La agrupación de los parques eólicos se realizó en función de su localización en el país, procurando zonificar los grupos de parques ubicados tanto al norte como al sur.

3.1 Estabilidad de voltaje de larga duración

Para este análisis se han realizado las siguientes consideraciones en el sistema nacional interconectado, se han ingresado diez parques eólicos, los mismos que han sido divididos en dos grupos, Grupo 1 Zona Norte y Grupo 2 Zona Sur, partiendo de la consideración que el voltaje es una variable local, los grupos, la potencia de cada parque y las barras a las cuales han sido conectados se detallan en la Tabla 3.1 y Tabla 3.2.

Tabla 3. 1 Grupo 1 Zona Norte

Grupo 1 Zona Norte		
Parque Eólico	**Barra de Conexión**	**Potencia (MW)**
El Ángel	Tulcán 138 kV	13.8
Salinas	Ibarra 138 kV	11.04
Malchingui	Pomasqui 230 kV	77.71
Machachi	Santa Rosa 230 kV	99.02
Tigua	Mulaló 138 kV	17.98

Tabla 3. 2 Grupo 2 Zona Sur

Grupo 2 Zona Sur		
Parque Eólico	**Barra de Conexión**	**Potencia (MW)**
Chimborazo	Riobamba 230 kV	35.61
Cañar	Zhoray 230 kV	71.85
Huascachaca	Cuenca 138 kV	80.13
Membrillo	Loja 138 kV	18.97
Villonaco	Loja 69 kV	17.58

Para la elaboración de las curvas PV y QV se han considerado los casos de mínima, media y máxima demanda, los mismos que se han analizado para escenarios hidrológicos seco y lluvioso. Para realizar el análisis se definieron nodos específicos, basados en la experiencia del operador, tanto en la zona norte como en la zona sur con la finalidad de realizar las respectivas mediciones y elaboración de curvas. Estos nodos de medición fueron elegidos de acuerdo a las barras en las cuales se conectarán los parques eólicos para aportar su energía al sistema nacional interconectado, así como también basándose en su capacidad de carga como en la topología de la red del sistema.

Adicionalmente se ha considerado, que estos puntos estén cercanos a la inserción de los parques eólicos o en su defecto sea una barra en la cual se ha conectado un parque eólico, para tener una mejor percepción de análisis.

Los nodos de medición tienen tanto robustez como influencia de las barras circundantes a las cuales han sido conectados los diferentes parques eólicos a lo largo del país, estos han sido determinados en base a la experiencia del operador.

Para la Zona Norte se ha definido 3 nodos de medición, las barras de Tulcán 138 kV, Ibarra 138 kV y Santa Rosa 230 kV, y para la Zona Sur las barras de Loja 138 kV, Cuenca 138 kV y Riobamba 230 kV.

3.1.1 Curvas PV de la Zona Norte del Ecuador

3.1.1.1 Demanda mínima, media y máxima

En la Tabla 3. **3** se indican los voltajes en las barras piloto Tulcán 138 kV, Ibarra 138 kV y Santa Rosa 230 kV en los escenarios hidrológicos lluvioso y seco en el caso de demanda mínima, los valores de los voltajes que se presentan han sido obtenidos sin generación eólica y con generación eólica al momento de graficar las curvas PV. Con respecto a la nomenclatura de las tablas, el voltaje inicial es tomado al empezar de la simulación en el desarrollo de las curvas PV y el voltaje final se determina en el punto de inflexión de la curva.

Tabla 3. 3 Valores de voltaje de las curvas PV en demanda mínima de la zona norte.

ESCENARIO LLUVIOSO					
BARRA	**VOLTAJE INICIAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE INICIAL CON G.E. (pu)**	**VOLTAJE FINAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE FINAL CON G.E. (pu)**	Ref, Fig 3.1
TULCÁN 138 kV	0.99	1.01	0.64	0.66	
IBARRA 138 kV	0.99	1.01	0.73	0.73	
SANTA ROSA 230 kV	1.04	1.05	1.01	1.02	
ESCENARIO SECO					
BARRA	**VOLTAJE INICIAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE INICIAL CON G.E. (pu)**	**VOLTAJE FINAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE FINAL CON G.E. (pu)**	Ref, Fig 3.2
TULCÁN 138 kV	0.99	1.00	0.63	0.65	
IBARRA 138 kV	0.99	1.00	0.70	0.72	
SANTA ROSA 230 kV	1.04	1.05	1.01	1.03	

En el escenario lluvioso, en la subestación Tulcán a nivel de 138 kV se obtuvo un voltaje inicial de 0.99 pu y un voltaje final de 0.64 pu cuando el sistema no posee generación eólica. Al momento de la inserción de los grupos eólicos se tiene que el voltaje inicial es de 1.01 pu y el voltaje final es de 0.66 pu.

En la subestación Ibarra a nivel de 138 kV sin generación eólica se obtiene un voltaje inicial de 0.99 pu y un voltaje final de 0.73 pu mientras que con generación

eólica, el voltaje inicial que se presenta es de 1.01 pu y el voltaje final es de 0.73 pu. En la subestación Santa Rosa a nivel de 230 kV, sin generación eólica se presenta un voltaje inicial de 1.04 pu y un voltaje final de 1.01 pu, al tener generación eólica en operación se presenta un voltaje inicial de 1.05 pu y un voltaje final de 1.03 pu.

En el escenario seco, cuando no se cuenta con generación eólica, la subestación Tulcán 138 kV presenta un voltaje inicial de 0.99 pu y un voltaje final es 0.63 pu, la sub estación Ibarra 138 kV muestra un voltaje inicial de 0.99 pu y un voltaje final de 0.70 pu y la sub estación Santa Rosa 230 kV tiene un voltaje inicial de 1.04 pu y un voltaje final de 1.01 pu. Al momento de contar con la operación de los parque eólicos tanto los voltajes iniciales y finales presentan ciertas variaciones, en la subestación Tulcán 138 kV el voltaje inicial es de 1.00 pu y el voltaje final es 0.65, en la sub estación Ibarra138 kV el voltaje inicial es 1.00 pu y el voltaje final es 0.72 pu y en la sub estación Santa Rosa 230 kV el voltaje inicial es de 1.05 pu y el voltaje final es de 1.03 pu.

Por lo tanto se observa que el efecto de ingresar generación eólica permite tener un mejor nivel de voltaje así como también tener un mayor margen de cargabilidad como se muestra en la Figura 3.1 y 3.2.

Con la inserción de energía eólica se pueden obtener voltajes iniciales iguales o mejorados ligeramente, debido al que los aerogeneradores se han distribuido a lo largo del país, de cierta forma más cercanos a los centros de carga, por lo que se puede observar mejores niveles de voltaje así como mayor margen de cargabilidad. Las Figuras 3.1 y 3.2 ilustran el desarrollo de las curvas PV y sus valores más representativos se detallan en la Tabla 3. **3**.

Para los casos de demanda media y demanda máxima se presentan comportamientos similares del sistema al momento de obtener las curvas PV, manteniendo la tendencia de mejorar los niveles de voltaje con generación eólica así como también de tener un incremento del margen de cargabilidad en cada una de las barras que han sido estudiadas. Para estos casos referirse a las Tablas 3.4 y 3.5, mismas que sustentan las afirmaciones previamente mencionadas.

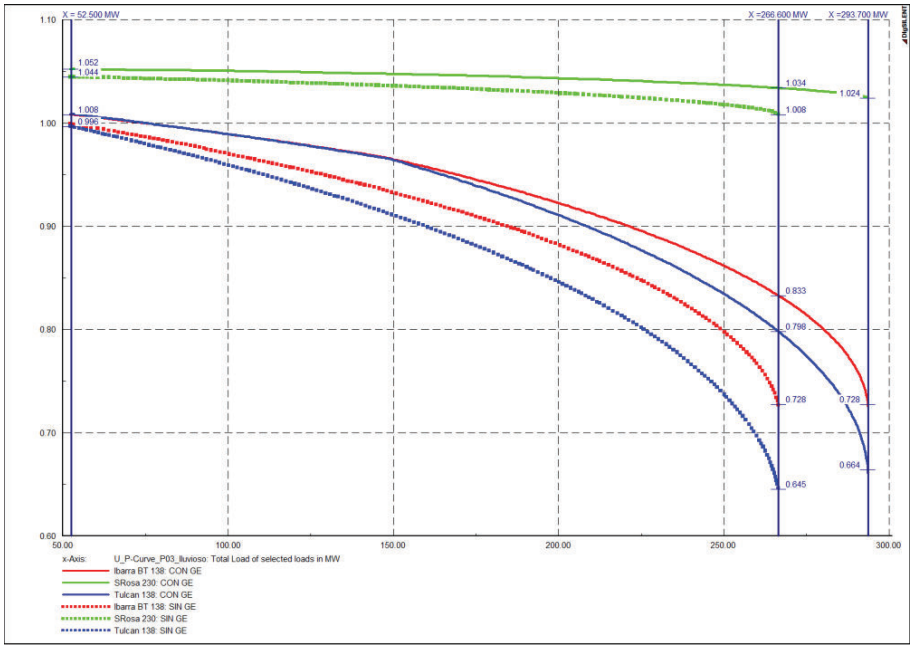

Figura 3.1 Curvas PV en el escenario hidrológico lluvioso sobre los nodos de medición de la zona norte en demanda mínima, con generación eólica (CON GE) y sin generación eólica (SIN GE).

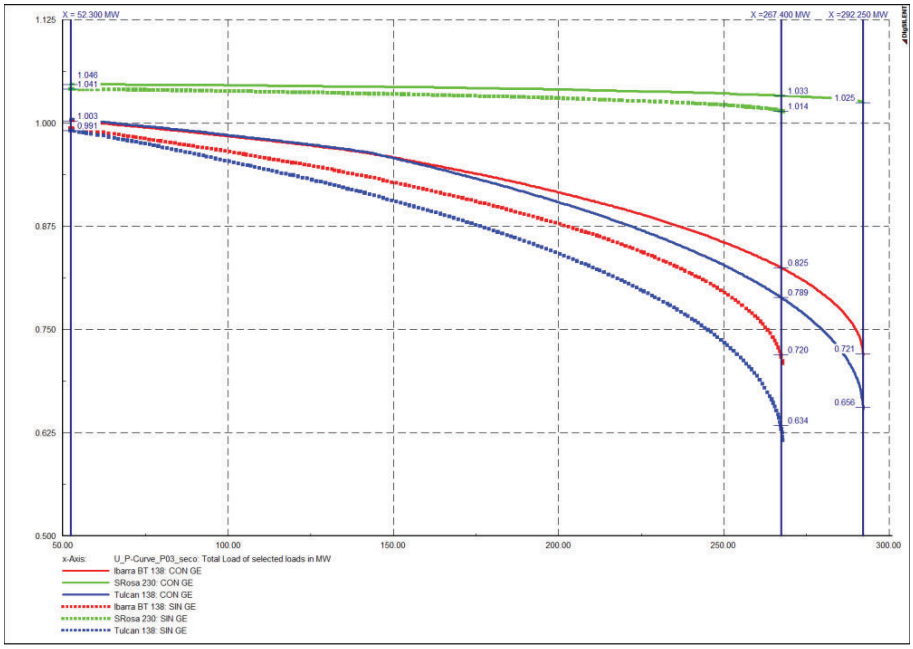

Figura 3.2 Curvas PV en el escenario hidrológico seco sobre los nodos de medición de la zona norte en demanda mínima, con generación eólica (CON GE) y sin generación eólica (SIN GE).

Tabla 3.4 Valores de voltaje de las curvas PV en demanda media de la zona norte.

ESCENARIO LLUVIOSO					
BARRA	**VOLTAJE INICIAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE INICIAL CON G.E. (pu)**	**VOLTAJE FINAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE FINAL CON G.E. (pu)**	Ref, ANEXO 1, Fig A1.1.
TULCÁN 138 kV	0.98	0.99	0.68	0.73	
IBARRA 138 kV	0.98	0.99	0.74	0.76	
SANTA ROSA 230 kV	1.04	1.05	1.00	1.01	
ESCENARIO SECO					
BARRA	**VOLTAJE INICIAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE INICIAL CON G.E. (pu)**	**VOLTAJE FINAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE FINAL CON G.E. (pu)**	Ref, ANEXO 1, Fig A1.2.
TULCÁN 138 kV	0.99	1.00	0.66	0.69	
IBARRA 138 kV	0.99	1.00	0.72	0.73	
SANTA ROSA 230 kV	1.05	1.05	1.01	1.02	

Tabla 3.5 Valores de voltaje de las curvas PV en demanda máxima de la zona norte.

ESCENARIO LLUVIOSO					
BARRA	**VOLTAJE INICIAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE INICIAL CON G.E. (pu)**	**VOLTAJE FINAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE FINAL CON G.E. (pu)**	Ref, ANEXO 1, Fig A1.5.
TULCÁN 138 kV	0.97	0.99	0.63	0.66	
IBARRA 138 kV	0.98	0.99	0.72	0.74	
SANTA ROSA 230 kV	1.03	1.04	0.99	1.00	
ESCENARIO SECO					
BARRA	**VOLTAJE INICIAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE INICIAL CON G.E. (pu)**	**VOLTAJE FINAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE FINAL CON G.E. (pu)**	Ref, ANEXO 1, Fig A1.6.
TULCÁN 138 kV	0.97	0.99	0.63	0.66	
IBARRA 138 kV	0.98	0.99	0.73	0.74	
SANTA ROSA 230 kV	1.04	1.04	1.01	1.02	

3.1.2 Curvas PV de la Zona Sur del Ecuador

3.1.2.1 Demanda mínima, media y máxima

En la Tabla 3.6 se muestran los resultados de los voltajes en las subestaciones de medición de la zona sur del país.

Tabla 3.6 Valores de voltaje de las curvas PV en demanda mínima de la zona sur.

ESCENARIO LLUVIOSO					
BARRA	**VOLTAJE INICIAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE INICIAL CON G.E. (pu)**	**VOLTAJE FINAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE FINAL CON G.E. (pu)**	Ref, Fig 3.3
LOJA 138 kV	1.02	1.04	0.68	0.74	
CUENCA 138 kV	0.99	0.99	0.92	0.94	
RIOBAMBA 230 kV	1.05	1.05	1.02	1.00	
ESCENARIO SECO					
BARRA	**VOLTAJE INICIAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE INICIAL CON G.E. (pu)**	**VOLTAJE FINAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE FINAL CON G.E. (pu)**	Ref , Fig 3.4
LOJA 138 kV	1.01	1.03	0.73	0.75	
CUENCA 138 kV	0.99	0.99	0.92	0.93	
RIOBAMBA 230 kV	1.05	1.05	1.03	1.00	

En el escenario lluvioso, sin generación eólica, en la subestación Loja a nivel de 138 kV se indica un voltaje inicial de 1.02 pu y un voltaje final de 0.68 pu, en la sub estación Cuenca a nivel de 138 kV el voltaje inicial es de 0.99 y el voltaje final es de 0.92 y en la subestación Riobamba a nivel de 230 kV se tiene un voltaje inicial de 1.05 pu y un voltaje final de 1.02 pu.

Al momento de que la generación eólica inicia su participación, la subestación Loja 138 kV indica un voltaje inicial de 1.04 pu y un voltaje final de 0.74 pu, la subestación Cuenca 138 kV tiene un voltaje inicial de 0.99 pu y un voltaje final de 0.94 pu y la subestación Riobamba 230 kV presenta un voltaje inicial de 1.05 pu y un voltaje final de 1.00 pu.

En el escenario seco, cuando la generación eólica no está en operación se muestran los siguientes voltajes, la subestación Loja 138 kV tiene un voltaje inicial

de 1.01 pu y un voltaje final de 0.73 pu, en la subestación Cuenca 138 kV el voltaje inicial es de 0.99 mientras que el voltaje final es de 0.92 y en la subestación Riobamba 230 kV el voltaje inicial es 1.05 y el voltaje final es 1.03.

Cuando los parques eólicos están en funcionamiento la subestación Loja 138 kV tiene un voltaje inicial de 1.03 pu y un voltaje final de 0.75 pu, la subestación Cuenca a 138 kV tiene un voltaje inicial de 0.99 pu y un voltaje final de 0.93 pu, por último en la subestación Riobamba 230 kV el voltaje inicial es 1.05 pu y el voltaje final es 1.00 pu.

En este caso en la subestación Riobamba 230 kV, el voltaje final con generación eólica es menor al voltaje final sin generación eólica, esto se debe a que su ubicación es lejana respecto a la zona que conforman el grupo 2 de parques eólicos por lo cual el voltaje se reduce, sin embargo esto no ocasiona inestabilidad en el sistema como muestran las Figuras 3.3 y 3.4, las mismas que a su vez indican la curva PV de cada subestación, donde se observa que el voltaje con generación eólica se incrementa además de presentar un margen mayor cargabilidad.

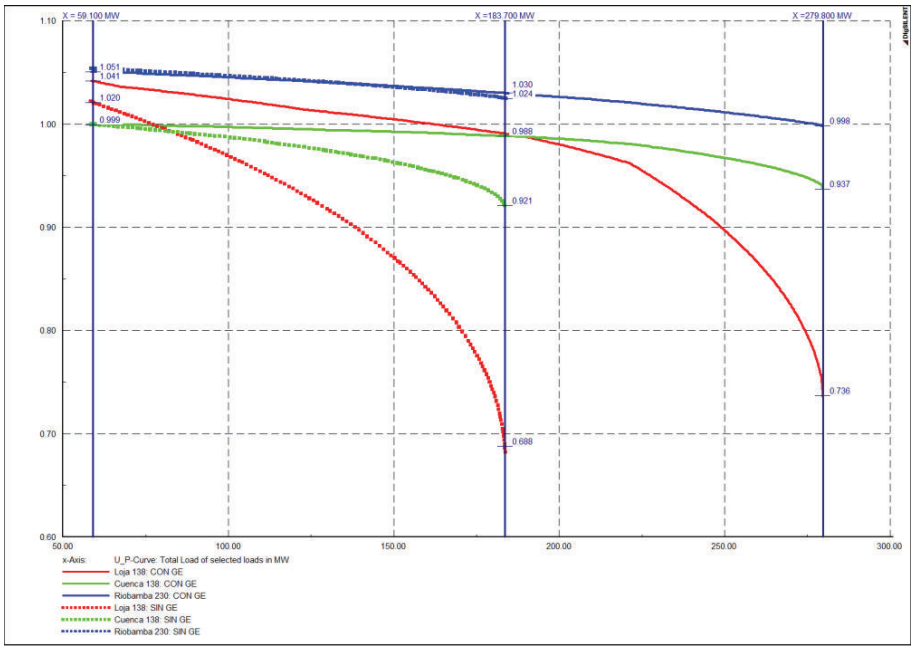

Figura 3.3 Curvas PV en el escenario hidrológico lluvioso sobre los nodos de medición de la zona sur en demanda mínima, con generación eólica (CON GE) y sin generación eólica (SIN GE).

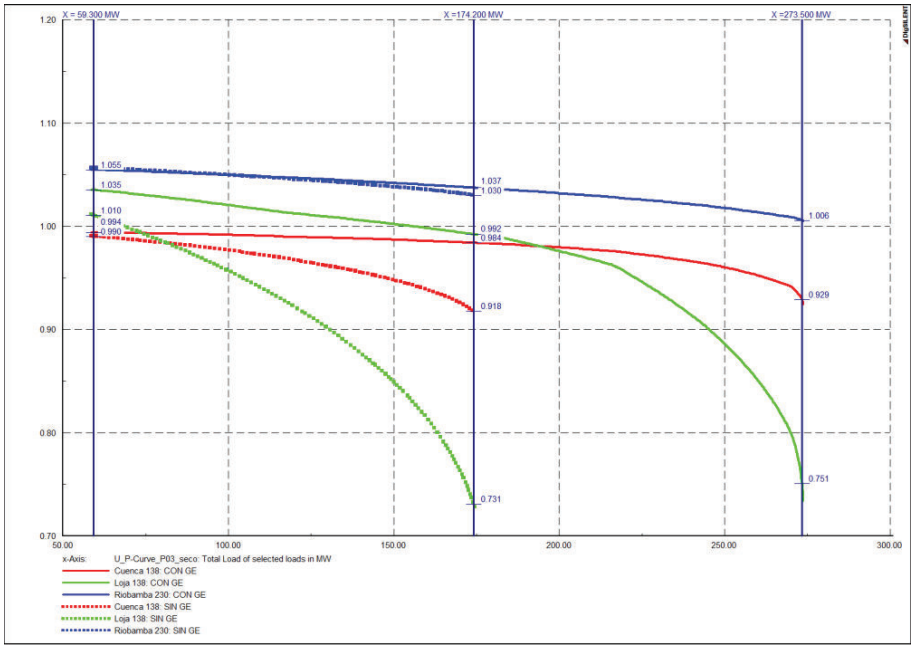

Figura 3.4 Curvas PV en el escenario hidrológico seco sobre los nodos de medición de la zona sur en demanda mínima, con generación eólica (CON GE) y sin generación eólica (SIN GE).

Los resultados para demanda media y demanda máxima presentan una tendencia similar al comportamiento de demanda mínima, marcando como patrón de comportamiento el mejoramiento del nivel del voltaje al contar con generación eólica en la zona, así como también incrementar el margen de cargabilidad. Para los resultados de demanda media y demanda máxima referirse a las Tablas 3.7 y 3.8.

Tabla 3.7 Valores de voltaje de las curvas PV en demanda media de la zona sur.

ESCENARIO LLUVIOSO					
BARRA	**VOLTAJE INICIAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE INICIAL CON G.E. (pu)**	**VOLTAJE FINAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE FINAL CON G.E. (pu)**	Ref, ANEXO 1, Fig A1.3.
LOJA 138 kV	0.98	1.03	0.70	0.72	
CUENCA 138 kV	0.99	0.99	0.93	0.94	
RIOBAMBA 230 kV	1.05	1.04	1.03	1.01	
ESCENARIO SECO					

BARRA	VOLTAJE INICIAL SIN G.E. (pu)	VOLTAJE INICIAL CON G.E. (pu)	VOLTAJE FINAL SIN G.E. (pu)	VOLTAJE FINAL CON G.E. (pu)	Ref, ANEXO 1, Fig A1.4.
LOJA 138 kV	0.98	1.01	0.70	0.74	
CUENCA 138 kV	1.00	1.00	0.93	0.95	
RIOBAMBA 230 kV	1.05	1.04	1.03	1.00	

Tabla 3.8 Valores de voltaje de las curvas PV en demanda máxima de la zona sur.

ESCENARIO LLUVIOSO					
BARRA	**VOLTAJE INICIAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE INICIAL CON G.E. (pu)**	**VOLTAJE FINAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE FINAL CON G.E. (pu)**	Ref, ANEXO 1, Fig A1.7.
LOJA 138 kV	0.97	1.01	0.71	0.73	
CUENCA 138 kV	0.99	0.99	0.94	0.95	
RIOBAMBA 230 kV	1.04	1.04	1.03	1.02	
ESCENARIO SECO					
BARRA	**VOLTAJE INICIAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE INICIAL CON G.E. (pu)**	**VOLTAJE FINAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE FINAL CON G.E. (pu)**	Ref, ANEXO 1, Fig A1.8.
LOJA 138 kV	0.98	0.99	0.70	0.71	
CUENCA 138 kV	1.00	0.99	0.94	0.95	
RIOBAMBA 230 kV	1.05	1.07	1.06	1.02	

En los escenarios seco y lluvioso, en demanda mínima, media y máxima, tanto en la zona norte como en la zona sur donde se han realizado las curvas PV, se puede observar una tendencia uniforme de mejoramiento de niveles de voltaje en las diferentes barras así como el incremento de cargabilidad lo que implica el incremento del margen de estabilidad, por lo que la inserción de parques eólicos aportan a la estabilidad de voltaje en la mayoría de los casos presentados o en su defecto no generan inestabilidad.

3.1.3 Curvas QV de la zona Norte del Ecuador

A través de las curvas QV se indica como el margen de potencia reactiva, tanto en las barras de la zona norte como de la zona sur, se modifica al contar con generación eólica en el sistema.

3.1.3.1 Demanda mínima, media y máxima

La Tabla 3.9 presenta los resultados de las curvas QV para el escenario lluvioso y seco, definidos para los estudios en caso de ingresar generación eólica en la zona norte del país. Se indica el voltaje inicial al principio de la simulación y la potencia reactiva determinada en el punto de inflexión de la curva, tal como se indica en las Figuras 3.5 y 3.6.

Tabla 3.9 Voltaje y Potencia reactiva, curva QV, demanda mínima, zona Norte

ESCENARIO LLUVIOSO					
BARRA	**VOLTAJE INICIAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE INICIAL CON G.E. (pu)**	**Qmin SIN G.E. (MVAr)**	**Qmin CON G.E. (MVAr)**	Ref, Fig 3.5
TULCÁN 138 kV	0.99	1.01	-62.00	-72.29	
IBARRA 138 kV	0.99	1.01	-113.91	-173.90	
SANTA ROSA 230 kV	1.04	1.05	-165.97	-313.74	
ESCENARIO SECO					
BARRA	**VOLTAJE INICIAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE INICIAL CON G.E. (pu)**	**Qmin SIN G.E. (MVAr)**	**Qmin CON G.E. (MVAr)**	Ref, Fig 3.6
TULCÁN 138 kV	0.99	1.01	-66.62	-80.50	
IBARRA 138 kV	0.99	1.01	-139.25	-184.49	
SANTA ROSA 230 kV	1.04	1.05	-239.24	-391.54	

En la Tabla 3.9 se muestran los siguientes resultados, para un escenario lluvioso los valores que muestran las curvas QV para la subestación Tulcán 138 kV son: voltaje inicial sin generación eólica 0.99 pu voltaje inicial con generación eólica 1.01 pu, el valor mínimo de potencia reactiva sin generación eólica es de -62 MVAr mientras que el valor mínimo de potencia reactiva con generación eólica es -72.29 MVAr, para las subestación Ibarra a nivel de 138 kV el voltaje inicial sin generación eólica es de 0.99 pu y el voltaje inicial con generación eólica es 1.01 pu, la potencia

reactiva mínima sin generación eólica es -113.91 MVAr y la potencia reactiva con generación eólica es de -173.90 MVAr. La subestación Santa Rosa 230 kV tiene un voltaje inicial de 1.04 pu sin generación eólica y un volteje inicial de 1.05 pu con generación eólica, la potencia reactiva mínima sin generación eólica es -165.97 MVAr y la potencia reactiva mínima con generación eólica es de -313.74 MVAr.

En el escenario seco, en la Tabla 3.9 se muestran los siguientes resultados para la subestación Tulcán 138 kV, el voltaje inicial sin generación eólica es de 0.99 pu y el voltaje inicial con generación eólica es de 1.01 pu, la potencia reactiva mínima sin generación eólica es de -66.62 MVAr y con generación eólica es de -80.5 MVAr, la subestación Ibarra 138 kV tiene un voltaje inicial de 0.99 pu sin generación eólica y un voltaje final de 1.01 pu con generación eólica, la potencia reactiva mínima sin generación eólica es -139.25 MVAr y con generación eólica es -184.49 MVAr, la subestación Santa Rosa a nivel de 230 kV presenta un voltaje inicial sin generación eólica de 1.04 pu y un voltaje inicial con generación eólica de 1.05 pu, la potencia reactiva mínima sin generación eólica es -238.24 MVAr y con generación eólica es -391.54 MVAr.

Como indican los resultados, al contar con generación eólica en el sistema, el voltaje inicial de las curvas QV, en las barras de estudio, es ligeramente mayor que cuando no se tiene generación eólica. Por otra parte el margen de potencia reactiva que está dado por el valor mínimo de la curva QV, (ver Figura 3.5 y Figura 3.6), de igual manera es mayor cuando el sistema tiene incorporada la generación eólica por lo que el sistema presenta una mayor robustez.

Para observar los resultados de los casos restantes de demanda media y máxima, referirse a las Tabla 3.10 y Tabla **3.11** respectivamente.

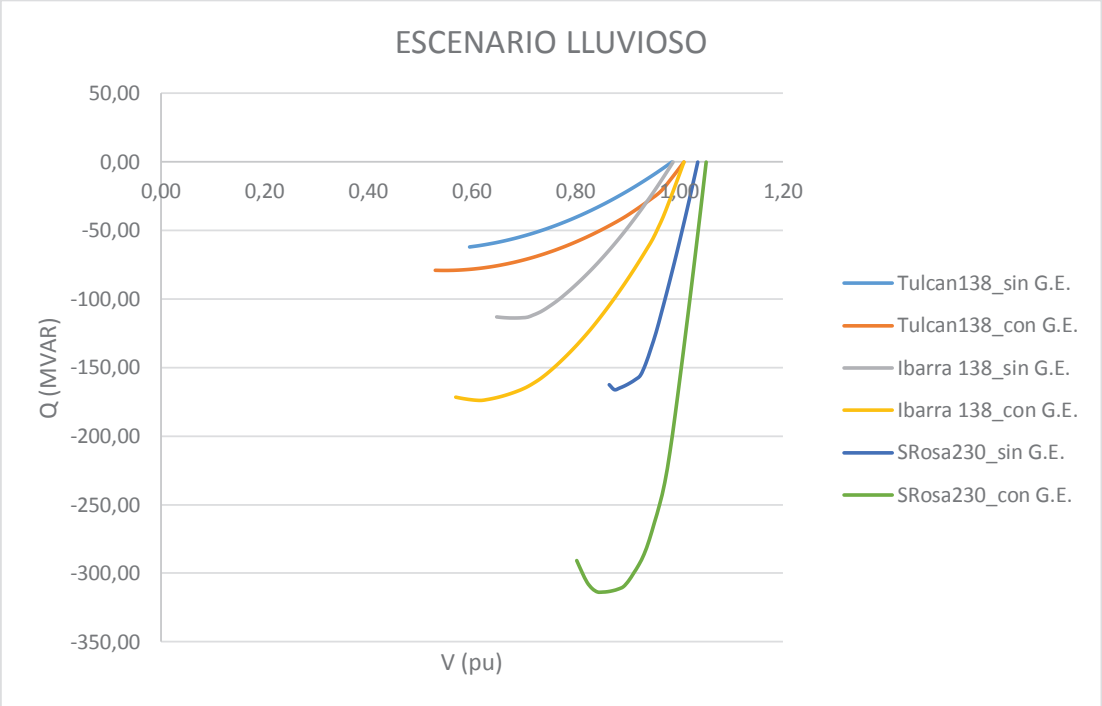

Figura 3.5 Curvas QV demanda mínima, zona norte, escenario hidrológico lluvioso

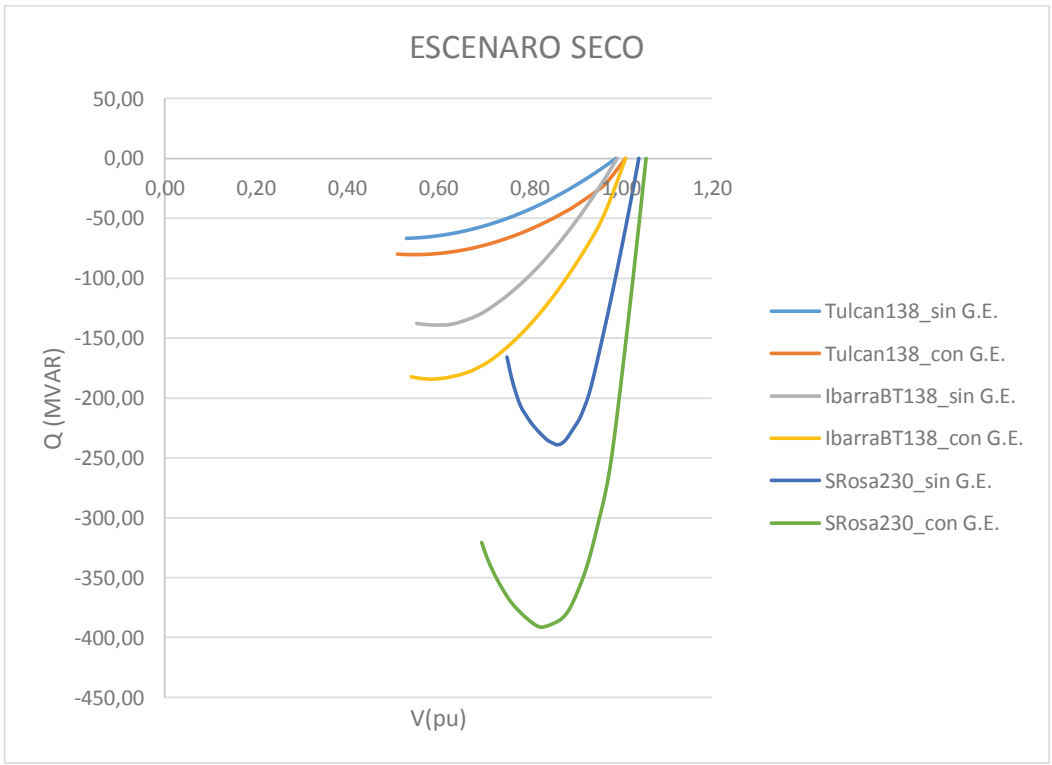

Figura 3.6 Curvas QV, demanda mínima, zona norte, escenario hidrológico seco

Tabla 3.10 Voltaje y Potencia reactiva, curva QV, demanda media, zona Norte

ESCENARIO LLUVIOSO					
BARRA	**VOLTAJE INICIAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE INICIAL CON G.E. (pu)**	**Qmin SIN G.E. (MVAr)**	**Qmin CON G.E. (MVAr)**	Ref, ANEXO 2, Fig. A2.1.
TULCÁN 138 kV	0.97	1.00	-33.05	-69.90	
IBARRA 138 kV	0.97	1.00	-39.24	-113.45	
SANTA ROSA 230 kV	1.03	1.05	-50.66	-163.21	
ESCENARIO SECO					
BARRA	**VOLTAJE INICIAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE INICIAL CON G.E. (pu)**	**Qmin SIN G.E. (MVAr)**	**Qmin CON G.E. (MVAr)**	Ref, ANEXO 2, Fig. A2.2.
TULCÁN 138 kV	0.98	1.01	-46.90	-73.80	
IBARRA 138 kV	0.99	1.00	-60.03	-139.36	
SANTA ROSA 230 kV	1.05	1.06	-82.62	-234.44	

Tabla 3.11 Voltaje y Potencia reactiva, curva QV, demanda máxima, zona Norte

ESCENARIO HIDROLÓGICO LLUVIOSO					
BARRA	**VOLTAJE INICIAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE INICIAL CON G.E. (pu)**	**Qmin SIN G.E. (MVAr)**	**Qmin CON G.E. (MVAr)**	Ref, ANEXO 2, Fig. A2.5.
TULCÁN 138 kV	0.97	0.99	36.22	62.09	
IBARRA 138 kV	0.97	0.99	44.67	94.74	
SANTA ROSA 230 kV	1.03	1.04	59.84	134.18	
ESCENARIO HIDROLÓGICO SECO					
BARRA	**VOLTAJE INICIAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE INICIAL CON G.E. (pu)**	**Qmin SIN G.E. (MVAr)**	**Qmin CON G.E. (MVAr)**	Ref, ANEXO 2, Fig. A2.6.
TULCÁN 138 kV	0.98	0.99	53.31	65.88	
IBARRA 138 kV	0.99	0.98	90.77	119.38	
SANTA ROSA 230 kV	1.05	1.03	150.84	220.94	

3.1.4 Curvas QV de la zona Sur del Ecuador

3.1.4.1 Demanda mínima, media y máxima

La Tabla 3.12 presenta los resultados de las curvas QV para el escenario lluvioso y seco, definidos para los estudios en caso de ingresar generación eólica en la zona sur del país. Se indica el voltaje al principio de la simulación y la potencia reactiva determinada en el punto de inflexión de la curva, tal como se indica en las Figura 3.7 y Figura 3.8.

Tabla 3.12 Voltaje y Potencia reactiva, curva QV, demanda mínima, zona Sur

ESCENARIO LLUVIOSO					
BARRA	**VOLTAJE INICIAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE INICIAL CON G.E. (pu)**	**Qmin SIN G.E. (MVAr)**	**Qmin CON G.E. (MVAr)**	Ref, Fig. 3.7
LOJA 138 kV	1.02	1.04	-51.86	-72.38	
CUENCA 138 kV	1.00	1.00	-171.45	-212.35	
RIOBAMBA 230 kV	1.05	1.05	-215.38	-226.00	
ESCENARIO HIDROLÓGICO SECO					
BARRA	**VOLTAJE INICIAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE INICIAL CON G.E. (pu)**	**Qmin SIN G.E. (MVAr)**	**Qmin CON G.E. (MVAr)**	Ref, Fig. 3.8
LOJA 138 kV	1.01	1.04	-49.29	-71.05	
CUENCA 138 kV	0.99	0.99	-140.80	-200.43	
RIOBAMBA 230 kV	1.06	1.05	-269.32	-310.92	

En la Tabla 3.12 se muestran los siguientes resultados, para un escenario hidrológico lluvioso en la subestación Loja a nivel de 138 kV el voltaje inicial sin generación eólica es 1.02 pu y el voltaje inicial con generación eólica es 1.04 pu, la potencia reactiva mínima sin generación eólica es -51.86 MVAr y con generación eólica es -72.38 MVAr, en la subestación Cuenca 138 kV el voltaje inicial sin generación eólica es 1.00 pu, mientras que incorporando la generación eólica es 1.04 pu, la potencia reactiva mínima sin generación eólica es -171.45 MVAr y con generación eólica es -212.35 MVAr y en la subestación Riobamba a nivel de 230 kV el voltaje inicial sin generación eólica es 1.05 pu y sin generación eólica es 1.03

pu, la potencia reactiva mínima sin generación eólica es -215 MVAr y con generación eólica es -220.94 MVAr.

Para el escenario hidrológico seco, en la Tabla 3.12 se muestran los siguientes resultados para las barras piloto de la zona sur del Ecuador, la subestación Loja a nivel de 138 kV presenta un voltaje inicial sin generación eólica de 1.01 pu y un voltaje inicial con generación eólica de 1.04 pu, la potencia reactiva mínima sin generación eólica es -48.29 MVAr y la potencia reactiva mínima con generación eólica es -71.05 MVAr. La subestación Cuenca a nivel de 138 kV tiene un voltaje inicial sin generación eólica de 0.99 pu y un voltaje inicial con generación eólica de 0.99 pu, la potencia reactiva mínima sin generación eólica es de -140.80 MVAr, mientras que la potencia reactiva mínima con generación eólica es -200.43 MVAr, finalmente la subestación Riobamba a nivel de 230 kV muestra un voltaje inicial sin generación eólica de 1.06 pu y un voltaje inicial con generación eólica de 1.05 pu, la potencia reactiva mínima al momento de no contar con generación eólica es -269.32 MVAr y con generación eólica es -310.32 MVAr.

Con estos resultados se puede observar que el efecto de ingresar generación eólica al sistema permite incrementar el voltaje a diferencia de cuando no se cuenta con generación eólica, por otra parte el margen de potencia reactiva, que está dado por el punto mínimo de la curva QV, (Figura 3.7 y Figura 3.8), se incrementa cuando se tiene generación eólica.

Para observar los resultados en los casos de demanda media y demanda máxima referirse a las Tabla 3.13 y Tabla **3.14** respectivamente.

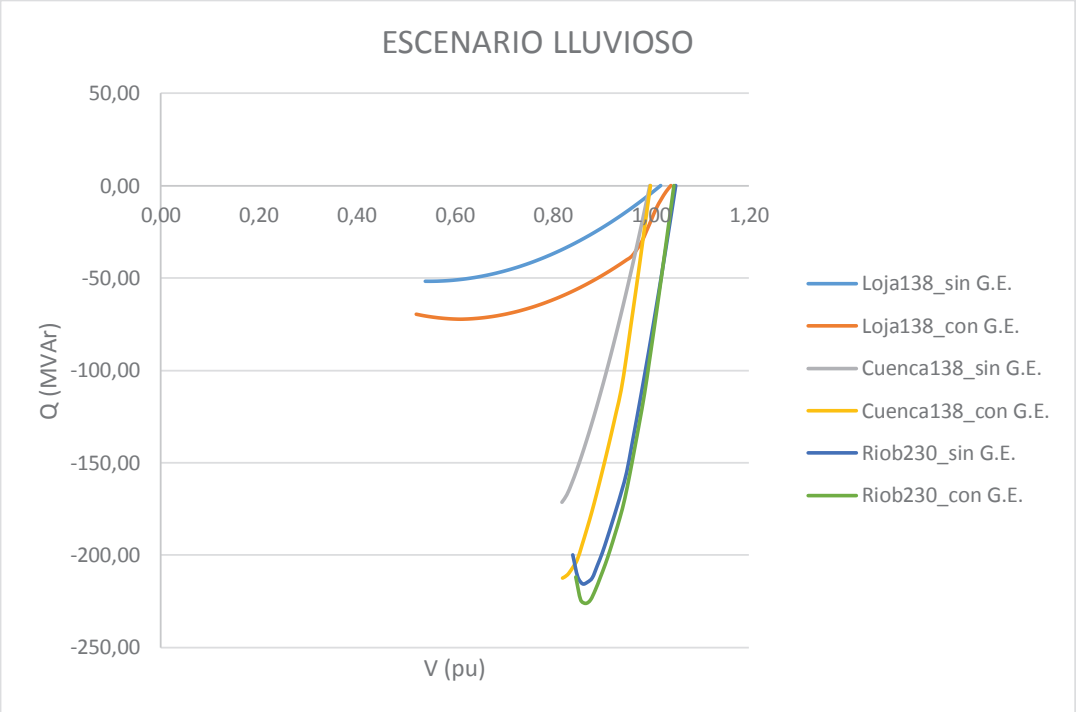

Figura 3.7 Curvas QV demanda mínima, zona sur, escenario hidrológico lluvioso

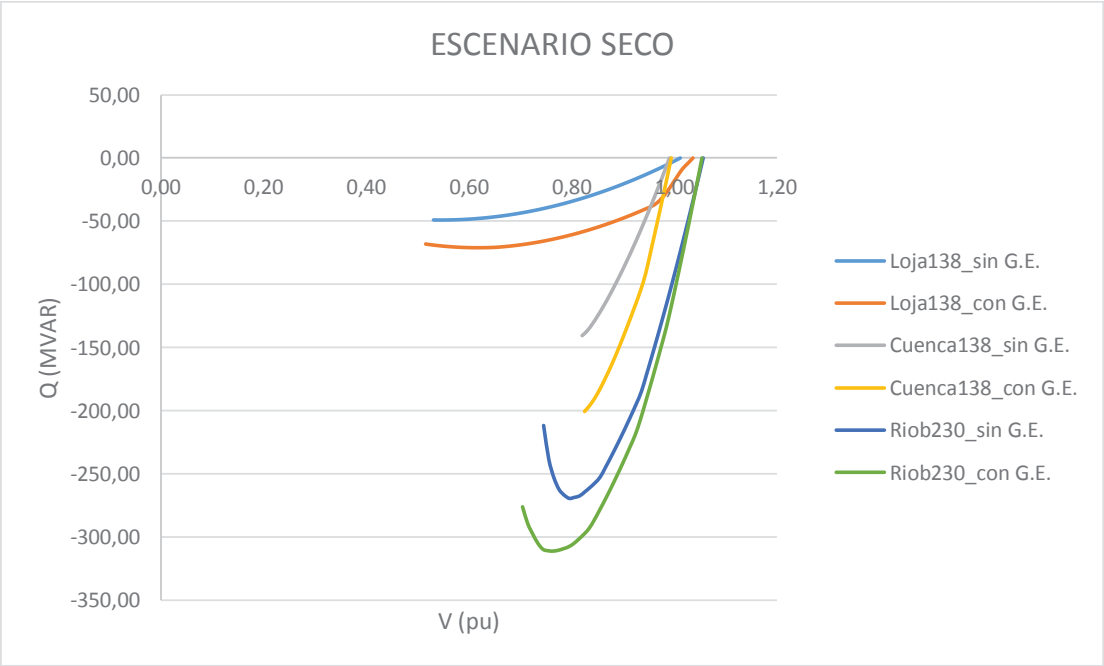

Figura 3.8 Curvas QV demanda mínima, zona sur, escenario hidrológico seco

Tabla 3.13 Voltaje y Potencia reactiva, curva QV, demanda media, zona Sur

ESCENARIO LLUVIOSO					
BARRA	**VOLTAJE INICIAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE INICIAL CON G.E. (pu)**	**Qmin SIN G.E. (MVAr)**	**Qmin CON G.E. (MVAr)**	Ref, ANEXO 2, Fig. A2.3.
LOJA 138 kV	0.98	1.01	-41.12	-66.79	
CUENCA 138 kV	0.99	1.00	-160.83	-173.40	
RIOBAMBA 230 kV	1.04	1.05	-66.77	-89.32	
ESCENARIO SECO					
BARRA	**VOLTAJE INICIAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE INICIAL CON G.E. (pu)**	**Qmin SIN G.E. (MVAr)**	**Qmin CON G.E. (MVAr)**	Ref, ANEXO 2, Fig. A2.4.
LOJA 138 kV	0.99	1.02	-41.28	-67.39	
CUENCA 138 kV	1.00	1.00	-158.91	-186.91	
RIOBAMBA 230 kV	1.03	1.05	-63.45	-108.39	

Tabla 3.14 Voltaje y potencia reactiva, cuerva QV, demanda máxima, zona Sur

ESCENARIO LLUVIOSO					
BARRA	**VOLTAJE INICIAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE INICIAL CON G.E. (pu)**	**Qmin SIN G.E. (MVAr)**	**Qmin CON G.E. (MVAr)**	Ref, ANEXO 2, Fig A2.7.
LOJA 138 kV	0.97	1.01	-37.82	-66.61	
CUENCA 138 kV	1.00	1.00	-151.02	-202.05	
RIOBAMBA 230 kV	1.05	1.05	-105.38	-110.47	
ESCENARIO SECO					
BARRA	**VOLTAJE INICIAL SIN G.E. (pu)**	**VOLTAJE INICIAL CON G.E. (pu)**	**Qmin SIN G.E. (MVAr)**	**Qmin CON G.E. (MVAr)**	Ref, ANEXO 2, Fig A2.8.
LOJA 138 kV	0.99	0.99	-38.96	-62.46	
CUENCA 138 kV	1.01	1.00	-154.36	-181.46	
RIOBAMBA 230 kV	1.05	1.07	-250.20	-251.87	

En los escenarios seco y lluvioso, en demanda mínima, media y máxima, tanto en la zona norte como en la zona sur donde se han realizado las curvas QV, se puede

observar una tendencia uniforme de mejoramiento de niveles de voltaje en las diferentes barras así como el incremento del margen de potencia reactiva lo que implica que el sistema presente mayor robustez, por lo que la inserción de parques eólicos fortalecen la estabilidad de voltaje en la mayoría de los casos presentados o en su defecto no la alteran .

3.1.5 Sensibilidad QV de la Zona Norte en demanda mínima, media y máxima

En una barra la sensibilidad representa la pendiente de la curva QV en un punto de operación. Cuando la sensibilidad es positiva indica que la operación del sistema es estable y mientras más pequeña sea la sensibilidad, más estable es el sistema. La sensibilidad negativa indica que la operación del sistema es inestable. La Tabla 3.15 presenta los valores de sensibilidad en kV/MVAr para el escenario lluvioso y seco, definidos para los estudios al momento de ingresar generación eólica en la zona norte del país. Se indican las variaciones dV/dQ para cada nodo piloto de la zona norte tal como se muestra en las Figuras 3.9, A3.1 y A3.3.

Tabla 3.15 Valores de sensibilidad en la zona norte en kV/MVAr.

ZONA NORTE					
	LLUVIOSO		SECO		
	SIN G.E	CON G.E	SIN G.E	CON G.E	
Barra	dV/dQ (kV/MVAr)	dV/dQ (kV/MVAr)	dV/dQ (kV/MVAr)	dV/dQ (kV/MVAr)	
DEMANDA MÍNIMA					
Tulcán 138 kV	0.506	0.271	0.492	0.269	Ref, Fig. 3.9
Ibarra 138 kV	0.227	0.132	0.214	0.130	
SRosa 230 kV	0.133	0.070	0.112	0.064	
DEMANDA MEDIA					
Tulcán 138 kV	0.584	0.281	0.556	0.278	Ref, Anexo 3, Fig. A3.1.
Ibarra 138 kV	0.291	0.145	0.268	0.140	
SRosa 230 kV	0.204	0.064	0.173	0.056	
DEMANDA MÁXIMA					
Tulcán 138 kV	0.592	0.289	0.533	0.285	Ref, Anexo 3, Fig. A3.3.
Ibarra 138 kV	0.293	0.154	0.242	0.146	
SRosa 230 kV	0.190	0.098	0.127	0.077	

La Tabla 3.15 presenta los resultados de sensibilidad de las barras de medición de la zona norte en demanda mínima, en un escenario lluvioso. La subestación Tulcán

a nivel de 138 kV tiene un valor de 0.506 kV/MVAr sin generación eólica y de 0.271 kV/MVAr con generación eólica, la subestación Ibarra 138 kV tiene un valor sin generación eólica de 0.227 kV/MVAr y con generación eólica de 0.145 kV/MVAr, por último la subestación Santa Rosa a nivel de 230 kV presenta un valor de 0.133 kV/MVAr sin generación eólica y un valor de 0.070 kV/MVAr al contar con generación eólica.

En demanda media la subestación Tulcán 138 kV presenta un valor de 0.584 kV/MVAr sin generación eólica y de 0.281 con generación eólica, la subestación Ibarra 138 kV tiene un valor sin generación eólica de 0.291 kV/MVAr y de 0.145 kV/MVAr con generación eólica, mientras que la subestación Santa Rosa 230 kV tiene un valor de 0.204 kV/MVAr sin generación eólica y al momento de contar con generación eólica el valor es de 0.064 kV/MVAr.

En demanda máxima la subestación Tulcán 138 kV presenta un valor de 0.592 kV/MVAr sin generación eólica y de 0.289 kV/MVAr con generación eólica, la subestación Ibarra 138 kV indica un valor de 0.293 kV/MVAr sin generación eólica y de 0.154 kV/MVAr con generación eólica, la subestación Santa Rosa a nivel de230 kV presenta un valor de 0.190 kV/MVAr sin generación eólica y un valor de 0.098 kV/MVAr al momento de contar con la incorporación de los parques eólicos.

Para el escenario seco, en demanda mínima la subestación Tulcán presenta un valor de 0.492 kV/MVAr sin generación eólica y un valor de 0.269 kV/MVAr con generación eólica, la subestación Ibarra 138 kV tiene un valor de 0.214 kV/MVAr sin generación eólica mientras que con generación eólica presenta un valor de 0.130 kV/MVAr y la subestación Santa Rosa a nivel de 230 kV presenta un valor de 0.112 kV/MVAr sin generación eólica y un valor de 0.064 kV/MVAr al momento de incorporar los parques eólicos.

En demanda media la subestación Tulcán 138 kV tiene un valor, sin generación eólica de 0.556 kV/MVAr, mientras que con generación eólica su valor cambia a 0.278 kV/MVAr, la subestación Ibarra sin generación eólica presenta un valor de 0.268 kV/MVAr y con generación eólica un valor de 0.140 kV/MVAr, la subestación Santa Rosa 230 kV tiene una sensibilidad de 0.173 kV/MVAr sin generación eólica

y un valor de 0.056 kV/MVAr al momento de contar con la incorporación de los parque eólicos.

Finalmente en demanda máxima la subestación Tulcán 138 kV tiene un valor de 0.285 kV/MVAr sin generación eólica y de 0.285 kV/MVAr con generación eólica, a subestación Ibarra 138 kV tiene un valor de 0.242 kV/MVAr sin generación eólica y de 0.146 kV/MVAr con generación eólica, por último la subestación Santa Rosa a nivel de 230 kV presenta un valor de 0.127 kV/MVAr sin generación eólica, mientras que el valor cuando se cuanta con la incorporación de los parques eólicos cambia a 0.077 kV/MVAr.

La Figura 3.9 permite una mejor apreciación de los valores de sensibilidad previamente mencionados. Por lo tanto se observa que el efecto de incorporar generación eólica al sistema reduce la sensibilidad en las barras, lo cual por la teoría de sensibilidad QV, permite que el sistema, al ser menos susceptible, presente una mayor robustez incrementando su estabilidad.

Figura 3.9 Sensibilidad en kV/MVAr a 138 kV y 230 kV, zona norte, demanda mínima

3.1.6 Sensibilidad Q-V, Zona Sur en demanda mínima, media y máxima

La Tabla 3.16 presenta los valores de sensibilidad en kV/MVAr para el escenario lluvioso y seco, definidos para los estudios al momento de ingresar generación eólica en la zona sur del país. Se indican las variaciones dV/dQ para cada nodo piloto de la zona sur tal como se muestra en las Figuras 3.10, A3.2 y A3.4.

Tabla 3.16 Valores de sensibilidad en la zona sur en kV/MVAr

ZONA SUR					
	LLUVIOSO		SECO		
	SIN G.E	CON G.E	SIN G.E	CON G.E	
Barra	dV/dQ (kV/MVAr)	dV/dQ (kV/MVAr)	dV/dQ (kV/MVAr)	dV/dQ (kV/MVAr)	
DEMANDA MÍNIMA					
Loja 138 kV	0.629	0.608	0.653	0.320	Ref., Fig. 3.10.
Cuenca 138 kV	0.120	0.083	0.139	0.045	
Riobamba 230 kV	0.133	0.116	0.132	0.111	
DEMANDA MEDIA					
Loja 138 kV	0.692	0.317	0.698	0.640	Ref., Anexo 3, Fig. A3.2.
Cuenca 138 kV	0.109	0.069	0.116	0.075	
Riobamba 230 kV	0.146	0.140	0.157	0.137	
DEMANDA MÁXIMA					
Loja 138 kV	0.710	0.316	0.705	0.213	Ref., Anexo 3, Fig. A3.4.
Cuenca 138 kV	0.110	0.068	0.114	0.069	
Riobamba 230 kV	0.147	0.128	0.128	0.112	

La Tabla 3.16 muestra los resultados de la sensibilidad QV en la zona sur, para un escenario lluvioso en demanda mínima la subestación Loja 138 kV tiene un valor de 0.629 kV/MVAr sin generación eólica y de 0.608 kV/MVAr con generación eólica, la subestación Cuenca 138 kV sin generación eólica tiene un valor de 0.120 kV/MVAr y con generación eólica el valor que se obtiene es 0.083 kV/MVAr, la subestación Riobamba a nivel de 230 kV presenta un valor de 0.133 kV/MVAr sin generación eólica mientras que al incorporar los parques eólicos tiene un valor de 0.116 kV/MVAr.

Para el escenario hidrológico seco en demanda mínima la Tabla 3.16 presenta los siguientes resultados, la subestación Loja a nivel de 138 kV tiene un valor de 0.653 kV/MVAr sin generación eólica mientras que al contar con generación eólica el valor

es de 0.320 kV/MVAr, la subestación Cuenca 138 kV tiene un valor de 0.139 kV/MVAr sin generación eólica y de 0.045 kV/MVAr con generación eólica y la subestación Riobamba a nivel de 230 kV, sin generación eólica tiene un valor de 0.132 kV/MVAr y con generación eólica de 0.111 kV/MVAr.

Al igual que para la zona norte, en la zona sur al incorporar generación eólica la sensibilidad en las barras de estudio, disminuye, lo que significa que el sistema incrementa su robustez, mejorando el nivel de estabilidad al contar con la inserción de generación eólica.

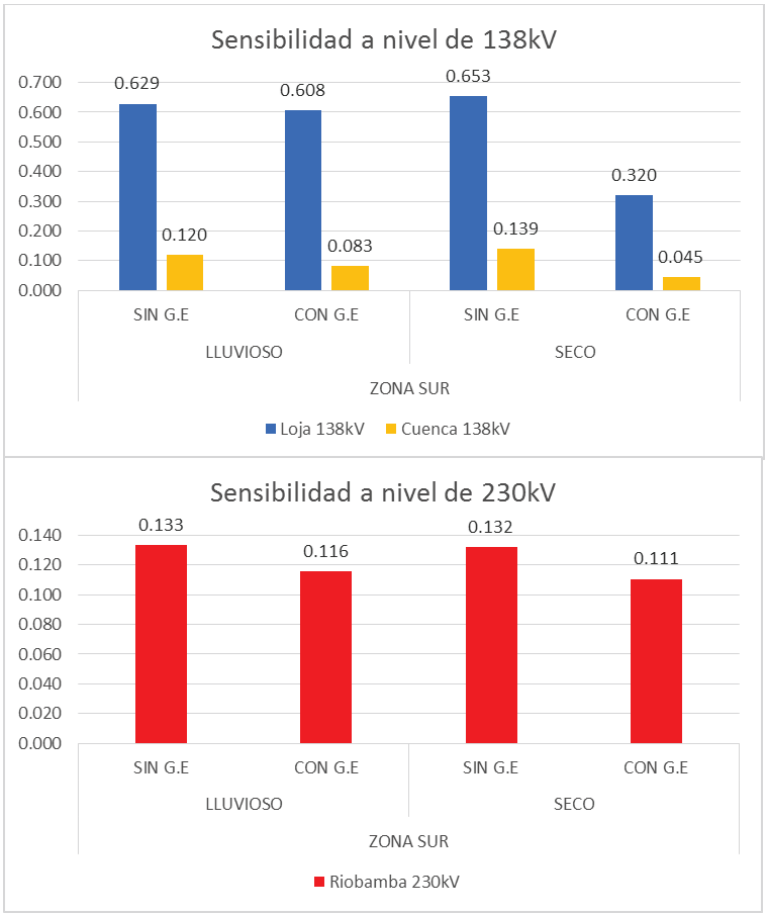

Figura 3.10 Sensibilidad en kV/MVAr a 138 kV y 230 kV, zona sur, demanda mínima

Los factores de sensibilidad para los casos de demanda media y demanda máxima de la zona Sur, se muestran en la Tabla 3.16.

3.2 Estabilidad de voltaje de corta duración

Para este análisis se han tomado las siguientes consideraciones en el sistema. Se estudiarán tres parques eólicos: Malchingui, ubicado en la zona norte del país perteneciente al grupo uno de generación eólica, el parque eólico Chimborazo el cual se encuentra localizado en la zona centro del país y se lo analizara con la conexión del segundo grupo de parques que corresponden a la zona centro-sur del Ecuador. Huascachaca, es el parque eólico ubicado en la zona sur y perteneciente al segundo grupo de parques eólicos. Tanto Malchingui como Huascachaca son los parques eólicos, de la zona norte y sur respectivamente, que poseen la mayor cantidad de generación respecto a los otros, por esta razón al ser de mayor potencia, los resultados obtenidos serán de una mayor apreciación.

Para los tres parques se han considerado escenarios hidrológicos seco y lluvioso para demanda mínima, media, y máxima.

Con la finalidad de observar el comportamiento de los reguladores de voltaje, se graficará el voltaje de excitación y la corriente de excitación de los mismos, para verificar su respuesta frente a los diferentes disturbios. Para la zona norte se realizará en la primera unidad de la central de generación Agoyán y para la zona centro sur se realizará el monitoreo en la unidad uno de la central de generación Mazar, ya que estos dos generadores tienen una incidencia apreciable en el sistema nacional interconectado debido a su localización, topología del sistema y capacidad de generación.

Este monitoreo tiene como objetivo verificar si las variables de corriente y voltaje de excitación de los reguladores, tienen una respuesta adecuada ante el disturbio definido, para de esta manera verificar si las oscilaciones son coherentes cuando el sistema cuenta con un alto grado de penetración eólica.

El aporte de potencia reactiva frente a la falla trifásica se medirá en la línea colectora de cada uno de los tres parques, para las tres demandas en el escenario hidrológico lluvioso y seco.

Además se graficará el ángulo del rotor de generadores cercanos al disturbio respecto a la máquina de referencia de todo el sistema, para determinar si las oscilaciones presentan coherencia. De igual manera se muestran gráficas de los

voltajes de las barras aledañas a la falla y al parque para visualizar los posibles efectos que se producen y verificar los valores antes y después de la falla trifásica.

Para cada simulación se ha definido una falla trifásica a los 100 ms y el despeje de la misma a 200 ms, el tiempo total de simulación se ha establecido en 10 s para tener una apreciación adecuada de los distintos eventos y parámetros a simular [1].

Falla Trifásica Totoras-Santa Rosa 230 kV - Parque Eólico Malchingui

La Tabla 3.17 muestra los valores de potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico Malchingui y el voltaje en la barra de conexión del parque eólico. La tabla mencionada indica un resumen de una serie de gráficas de simulación dinámica, en la cual se hace referencia en el Anexo 4 y para el primer caso de análisis se indica en las Figura 3.11 y Figura 3.12.

Tabla 3.17 Valores de Potencia Reactiva del parque eólico Malchingui y Voltaje en la barra de conexión (Pomasqui 230 kV) del parque antes y después de la falla en demanda mínima, media y máxima.

Falla Trifásica Totoras Santa Rosa 230 kV - Parque Eólico Malchingui					
	Demanda mínima				
	Escenario Lluvioso		**Escenario Seco**		
	Prefalla	**Posfalla**	**Prefalla**	**Posfalla**	Ref, Fig. 3.11 y Fig. 3.12
Q (MVAr)	-18.0	-17.9	-18.6	-18.6	
V (kV)	233.5	233.0	233.8	233.3	
	Demanda media				
	Escenario Lluvioso		**Escenario Seco**		
	Prefalla	**Posfalla**	**Prefalla**	**Posfalla**	Ref, Anexo 4, Fig. A4.1 y A4.3.
Q (MVAr)	-3.9	-3.9	-18.6	-18.7	
V (kV)	232.5	231.6	233.8	233.3	
	Demanda Máxima				
	Escenario Lluvioso		**Escenario Seco**		
	Prefalla	**Posfalla**	**Prefalla**	**Posfalla**	Ref, Anexo 4, Fig. A4.5 y A4.7
Q (MVAr)	-20.7	-20.6	-20.5	-20.6	
V (kV)	235.7	234.8	237.8	237.2	

De acuerdo a la Tabla 3.17, para el caso de demanda mínima en el escenario hidrológico lluvioso presenta valores de prefalla de -18.0 MVAr y 233.5 kV mientras que luego de la falla la potencia reactiva es de -17.9 MVAr y el voltaje es de 233.0 kV. En el escenario hidrológico seco los valores de potencia reactiva y voltaje de

prefalla son -18.6 MVAr y 233.8 kV respectivamente, mientras que luego del disturbio presenta -18.6 MVAr de potencia reactiva y 233.2 kV de voltaje.

En demanda media la Tabla 3.17 presenta los siguientes resultados, para el escenario lluvioso los valores de prefalla de potencia reactiva y voltaje son de -3.9 MVAr y 232.5 kV respectivamente, luego del disturbio la potencia reactiva es de -3.9 MVAr y el voltaje es de 231.6 kV. En el escenario hidrológico seco el valor de potencia reactiva es -18.6 MVAr antes del disturbio y -18.7 MVAr luego de la falla, el voltaje de prefalla es 233.8 kV y el de posfalla es 233.3 kV.

Finalmente en demanda máxima, para un escenario hidrológico lluvioso, el valor de prefalla de potencia reactiva es -20.7 MVAr y -20.6 MVAr al momento de superar el disturbio, el valor de voltaje de prefalla es 235.7 kV y de posfalla es de 234.8 MW. Para el escenario hidrológico seco los valores de potencia reactiva y de voltaje de prefalla son -20.5 MVAr y 237.8 kV respectivamente, mientras que los valores de posfalla son -20.6 MVAr y 237.2 kV.

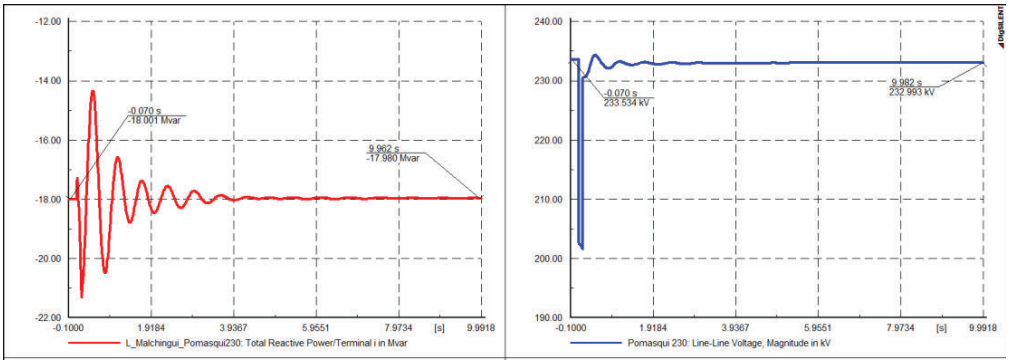

Figura 3.11 Potencia Reactiva en la línea colectora de parque eólico Malchingui y Voltaje en la barra de conexión Pomasqui 230 kV en escenario hidrológico lluvioso.

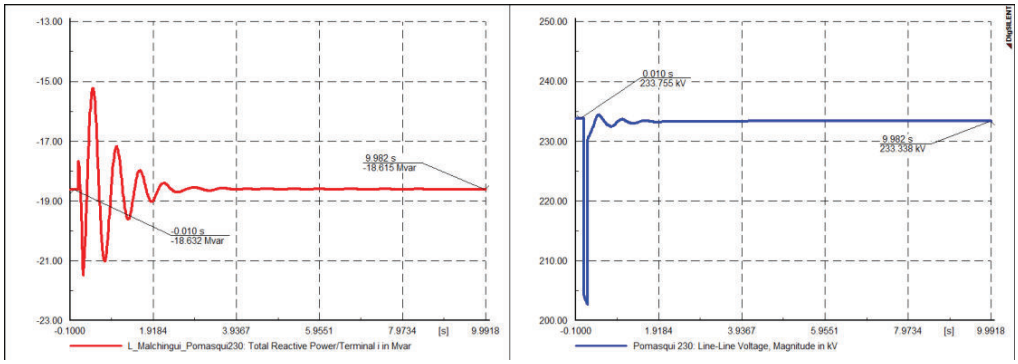

Figura 3.12 Potencia Reactiva en la línea colectora de parque eólico Malchingui y Voltaje en la barra de conexión Pomasqui 230 kV en escenario hidrológico seco.

Se observa que el comportamiento del parque eólico ante una falla es adecuado ya que aporta al cortocircuito con reactivos recuperando su estabilidad luego del despeje de la falla, así como también en la barra de conexión los voltajes de operación, luego del despeje de la falla, se encuentran dentro de los niveles permitidos de operación establecidos por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL. [23]

En la Tabla 3.18 se indican las respuestas de las variables voltaje y corriente de excitación del regulador del velocidad en la unidad uno de la central Mazar, el ángulo del rotor de máquinas aledañas a la falla y al parque, la frecuencia en la barra de conexión del parque eólico y voltajes a nivel de 230 kV y 138 kV que de igual manera se encuentran en una zona cercana al disturbio.

Como se puede constatar en la Tabla 3.18, la respuesta ante la falla trifásica, cuando la generación eólica se encuentra en operación, es adecuada, la corriente y el voltaje de excitación oscilan al momento del disturbio recuperando su estabilidad luego del despeje de la falla, los ángulos de los rotores de las máquinas cercanas presentan oscilaciones coherentes y de igual manera recuperan su estabilidad al momento de despejar la falla, al igual que la frecuencia medida en la barra de conexión del parque eólico.

Tanto los voltajes a nivel de 230 kV y 138 kV, presentan una tendencia de descenso a cero voltios durante el disturbio, los mismos que se recuperan a valores de operación permitidos por la ARCONEL, donde los límites de las bandas de voltaje establecidas son, a nivel de 230 kV la banda inferior permitida en operación normal es de -3% y en emergencia es -6%, la banda superior permitida es de 5% en

operación normal y 6% en emergencia. A nivel de 138 kV la banda inferior de voltaje permitida es -5% en operación normal y -10% en emergencia, mientras que la banda superior permite en operación normal 5% y en emergencia 6% [23].

Como se indica en las figuras detalladas en la Tabla 3.18 los voltajes de las barras aledañas se encuentran operando dentro de los límites antes mencionados por lo cual el sistema recupera su estabilidad luego de despejar la falla trifásica.

Tabla 3.18 Respuesta de las diferentes variables para sustentación de la estabilidad del sistema ante la falla trifásica en el parque eólico Malchingui

	Parque Eólico Malchingui					
	Demanda Mínima		**Demanda Media**		**Demanda Máxima**	
	Escenario Lluvioso	**Escenario Seco**	**Escenario Lluvioso**	**Escenario Seco**	**Escenario Lluvioso**	**Escenario Seco**
Voltaje de excitación	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta
Corriente de excitación	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta
Ángulo Rotor máquinas aledañas	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta
Frecuencia posfalla (Hz)	59.99	60.00	59.98	59.99	59.99	59.99
Voltajes 230 kV	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta
Voltajes 138 kV	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta
	Ref, Fig. 3.13 y 3.15	Ref, Fig. 3.14 y 3.16	Ref, Anexo 4, Fig. A4.1 y A4.2.	Ref, Anexo 4, Fig. A4.3 y A4.4.	Ref, Anexo 4, Fig. A4.5 y A4.6.	Ref, Anexo 4, Fig. A4.7 y A4.8.

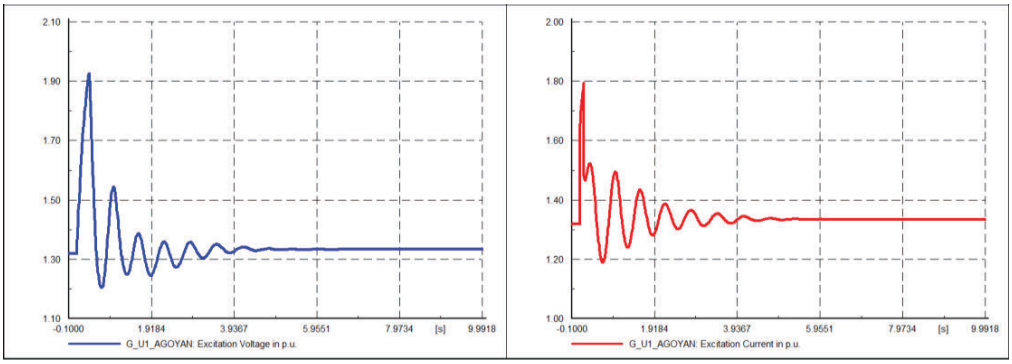

Figura 3.13 Voltaje y corriente de excitación, unidad de generación uno Mazar, demanda mínima escenario hidrológico lluvioso.

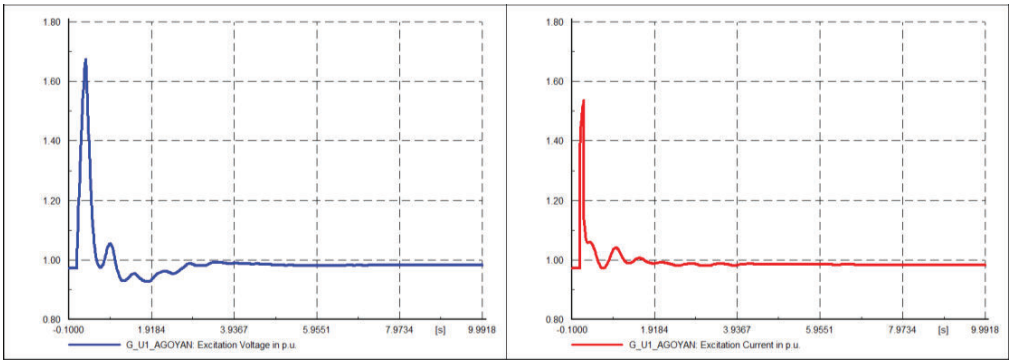

Figura 3.14 Voltaje y corriente de excitación, unidad de generación uno Mazar, demanda mínima escenario hidrológico seco.

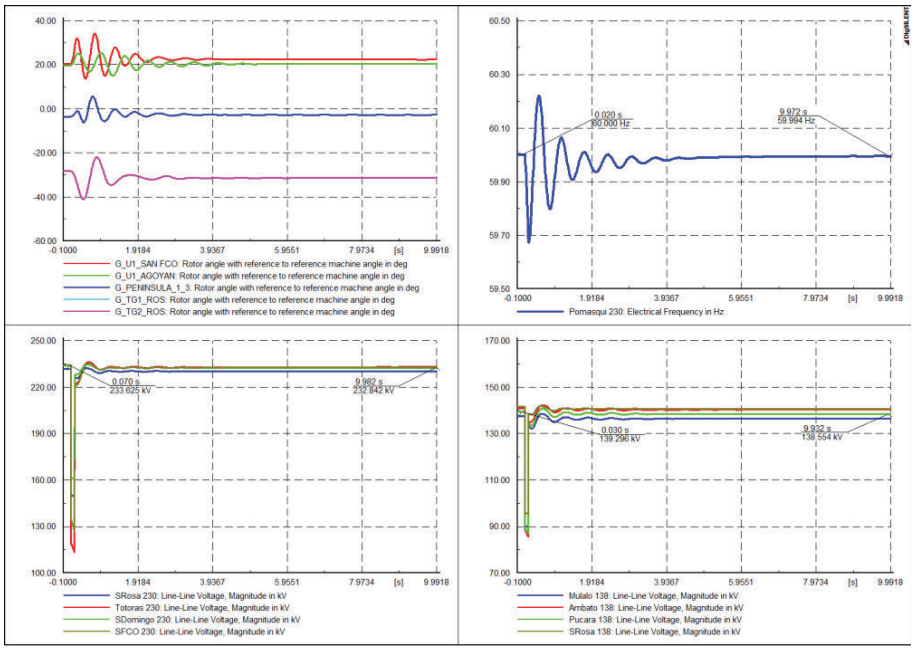

Figura 3.15 Parque eólico Malchingui, demanda mínima, escenario lluvioso, ángulo de rotores, frecuencia, voltajes de 230 kV y 138 kV

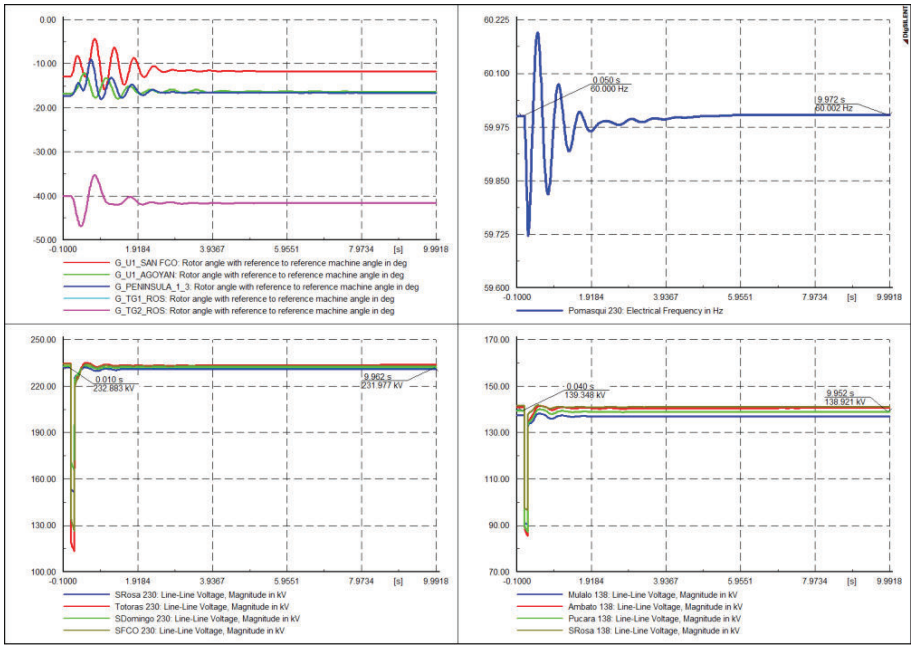

Figura 3.16 Parque eólico Malchingui, demanda mínima, escenario seco, ángulo de rotores, frecuencia, voltajes de 230 kV y 138 kV

A continuación se presentan los resultados para el parque eólico Chimborazo de la zona centro del país y para el parque eólico Huascachaca de la zona sur para cada una de las fallas que se ha mencionado previamente. Para el parque eólico Chimborazo referirse a las Tabla 3.19 y Tabla 3.20 mientras que para el parque eólico Huascachaca referirse a las Tabla 3.21 yTabla **3.22**.

Falla Trifásica Molino Riobamba 230 kV - Parque Eólico Chimborazo

Tabla 3.19 Valores de Potencia Reactiva del parque eólico Chimborazo y Voltaje en la barra de conexión (Riobamba 230 kV) del parque antes y después de la falla

Falla Trifásica Molino Riobamba 230 kV - Parque Eólico Chimborazo					
	Demanda mínima				
	Escenario Lluvioso		**Escenario Seco**		
	Prefalla	**Posfalla**	**Prefalla**	**Posfalla**	Ref, Anexo 4, Fig A4.9 y A4.11.
Q (MVAr)	-3.9	-4.0	-6.6	-6.5	
V (kV)	230.30	226.1	231.9	228.4	
	Demanda media				
	Escenario Lluvioso		**Escenario Seco**		
	Prefalla	**Posfalla**	**Prefalla**	**Posfalla**	Ref, Anexo 4, Fig A4.13 y A4.15.
Q (MVAr)	-2.0	-2.0	-2.3	-2.4	
V (kV)	228.8	226.0	229.0	223.6	

	Demanda Máxima				
	Escenario Lluvioso		Escenario Seco		
	Prefalla	Posfalla	Prefalla	Posfalla	Ref, Anexo 4, Fig A4.17 y A4.19.
Q (MVAr)	-4.7	-4.7	-4.6	-4.6	
V (kV)	230.9	225.8	230.8	224.5	

Tabla 3.20 Respuesta de las diferentes variables para sustentación de la estabilidad del sistema ante la falla trifásica en el parque eólico Chimborazo

	Parque Eólico Chimborazo					
	Demanda Mínima		Demanda Media		Demanda Máxima	
	Escenario Lluvioso	Escenario Seco	Escenario Lluvioso	Escenario Seco	Escenario Lluvioso	Escenario Seco
Voltaje de excitación	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta
Corriente de excitación	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta
Ángulo Rotor máquinas aledañas	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta
Frecuencia posfalla (Hz)	59.99	60.00	59.99	59.99	60.00	59.99
Voltajes 230 kV	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta
Voltajes 138 kV	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta
	Ref, Anexo 4, Fig. A4.9 y A4.10.	Ref, Anexo 4, Fig. A4.11 y A4.12.	Ref, Anexo 4, Fig. A4.13 y A4.14.	Ref, Anexo 4, Fig. A4.15 y A4.16.	Ref, Anexo 4, Fig. A4.17 y A4.18.	Ref, Anexo 4, Fig. A4.19 y A4.20.

Falla Trifásica Molino Cuenca 138 kV - Parque Eólico Huascachaca

Tabla 3.21 Valores de Potencia Reactiva del parque eólico Huascachaca y Voltaje en la barra de conexión (Cuenca 138 kV) del parque antes y después de la falla

Falla Trifásica Molino Cuenca 138 kV - Parque Eólico Huascachaca					
	Demanda mínima				
	Escenario Lluvioso		**Escenario Seco**		
	Prefalla	**Posfalla**	**Prefalla**	**Posfalla**	Ref, Anexo 4, Fig. A4.21 y A4.23
Q (MVAr)	-7.3	-7.4	-4.6	-4.7	
V (kV)	137.9	135.1	137.2	134.9	
	Demanda media				
	Escenario Lluvioso		**Escenario Seco**		
	Prefalla	**Posfalla**	**Prefalla**	**Posfalla**	Ref, Anexo 4, Fig. A4.25 y A4.27.
Q (MVAr)	-6.2	-6.3	-9.4	-9.4	
V (kV)	137.6	134.2	138.3	134.9	
	Demanda Máxima				
	Escenario Lluvioso		**Escenario Seco**		
	Prefalla	**Posfalla**	**Prefalla**	**Posfalla**	Ref, Anexo 4, Fig. A4.29 y A4.31.
Q (MVAr)	-6.0	-6.2	-7.3	-7.4	
V (kV)	137.6	133.6	137.9	134.4	

Tabla 3.22 Respuesta de las diferentes variables para sustentación de la estabilidad del sistema ante la falla trifásica en el parque eólico Huascachaca

	Parque Eólico Huascachaca					
	Demanda Mínima		**Demanda Media**		**Demanda Máxima**	
	Escenario Lluvioso	**Escenario Seco**	**Escenario Lluvioso**	**Escenario Seco**	**Escenario Lluvioso**	**Escenario Seco**
Voltaje de excitación	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta
Corriente de excitación	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta
Ángulo Rotor máquinas aledañas	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta
Frecuencia posfalla (Hz)	59.990	59.995	59.987	59.989	59.989	59.991
Voltajes 230 kV	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta
Voltajes 138 kV	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta	respuesta correcta
	Referencia, Anexo 4, Fig. A4.21 y A4.22.	Referencia, Anexo 4, Fig. A4.23 y A4.24.	Referencia, Anexo 4, Fig. A4.25 y A4.26.	Referencia, Anexo 4, Fig. A4.27 y A4.28.	Referencia, Anexo 4, Fig. A4.29 y A4.30.	Referencia, Anexo 4, Fig. A4.31 y A4.32.

Luego de los resultados presentados en el análisis de voltaje de corta duración frente a las diferentes fallas trifásicas, tanto para la zona norte y sur del país, se observa que la inserción de generación eólica no afecta la estabilidad del sistema, debido a que tanto en los parques eólicos donde se ha realizado las respectivas mediciones, como en las subestaciones aledañas, la respuesta frente al disturbio de las distintas variables mencionadas son correctas mostrando oscilaciones coherentes durante el disturbio y recuperando su estabilidad al momento del despeje de la falla.

3.3 Curvas comparativas PV y QV con generadores eólicos y con generadores térmicos

A continuación, se muestran las curvas PV y QV para máxima y mínima demanda realizadas sobre los nodos definidos para las distintas mediciones a lo largo del país, las cuales se han obtenido reemplazando generación eólica por generación térmica en el mismo lugar geográfico y de conexión de los parque eólicos.

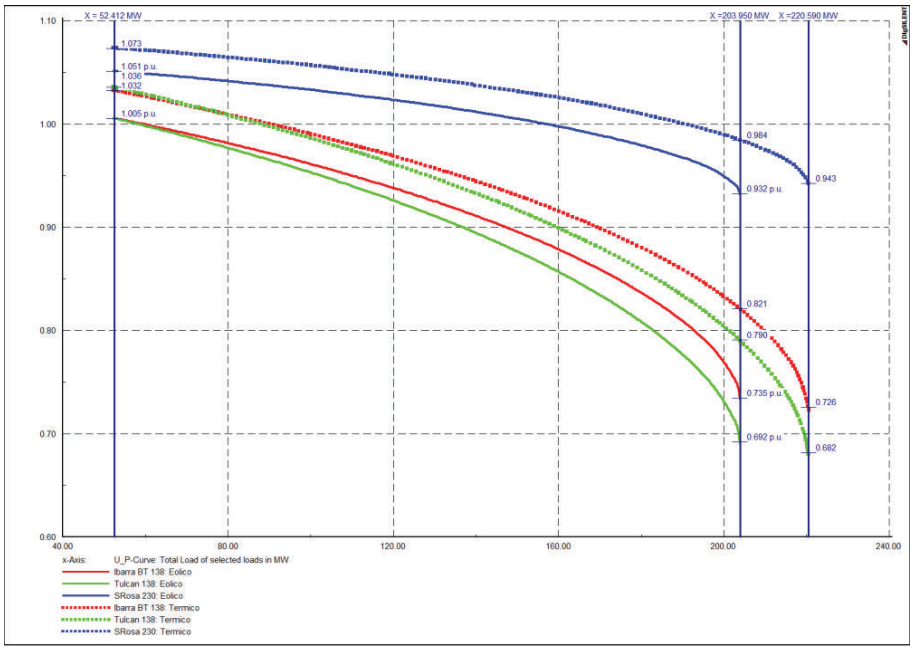

Figura 3.17 Curvas PV comparativa con generación térmica y generación eólica para demanda mínima, zona norte.

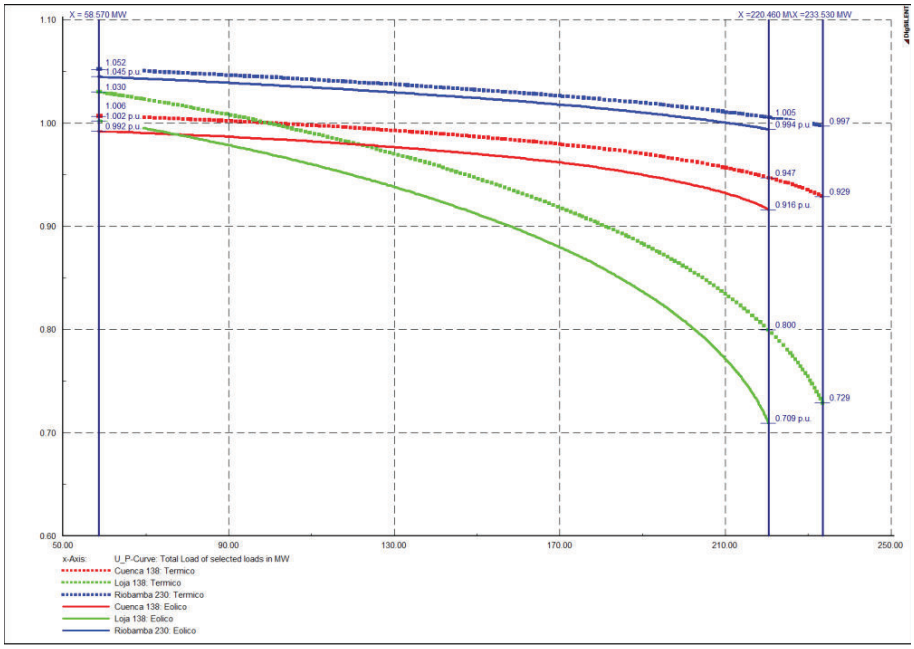

Figura 3.18 Curvas PV comparativa con generación térmica y generación eólica para demanda mínima, zona sur.

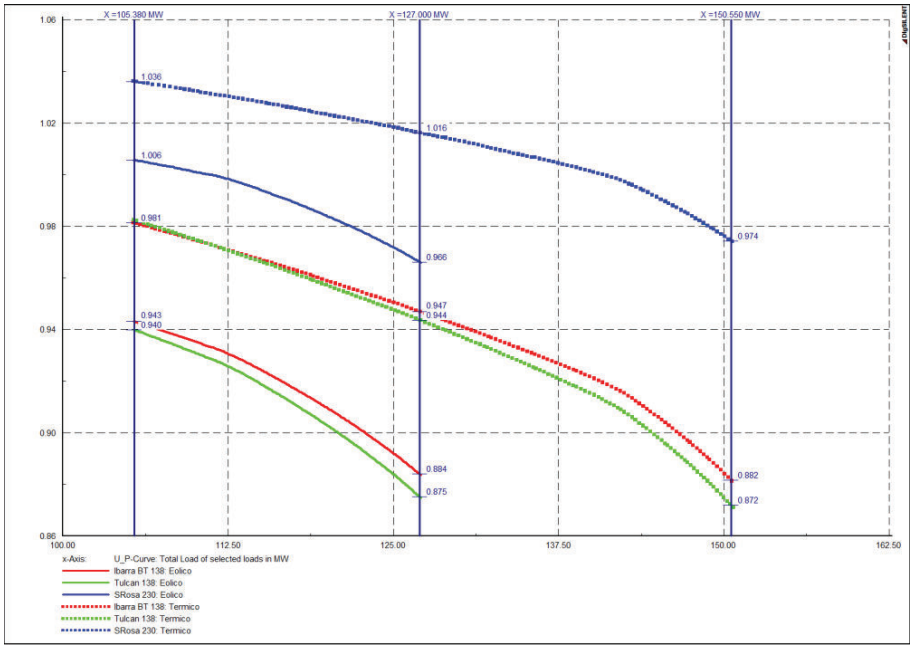

Figura 3.19 Curvas PV comparativa con generación térmica y generación eólica para demanda máxima, zona norte

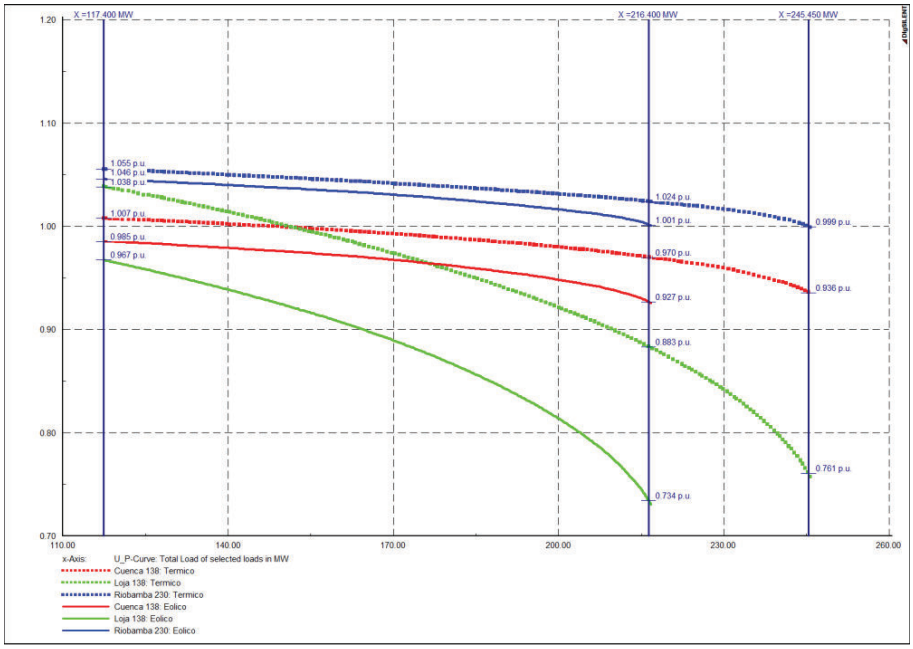

Figura 3.20 Curvas PV comparativa con generación térmica y generación eólica para demanda máxima, zona sur.

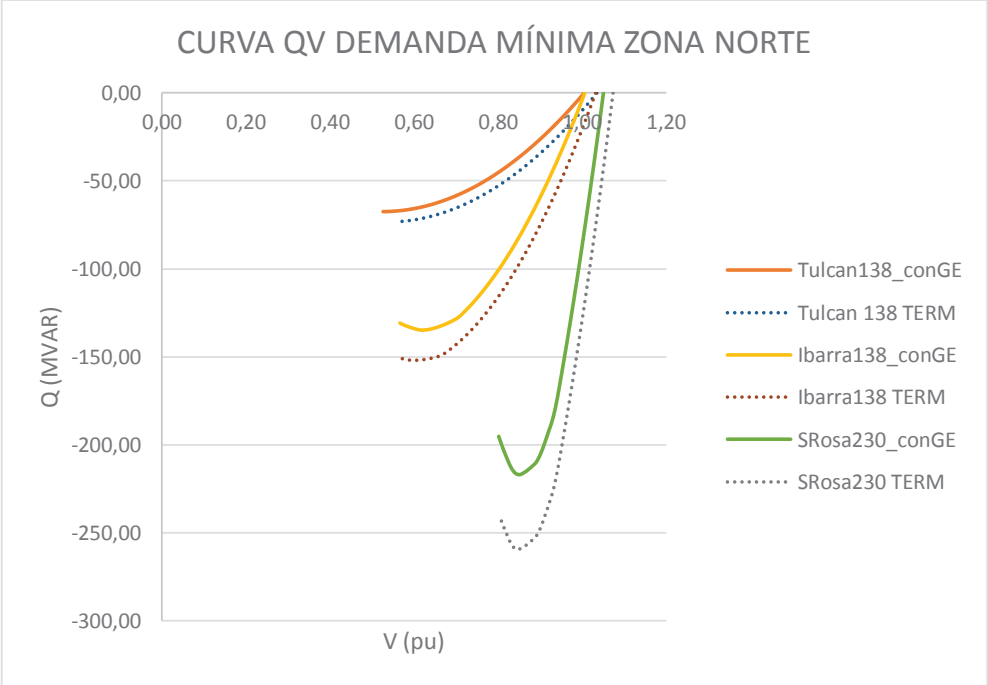

Figura 3.21 Curvas QV comparativa con generación térmica y generación eólica para demanda mínima, zona norte.

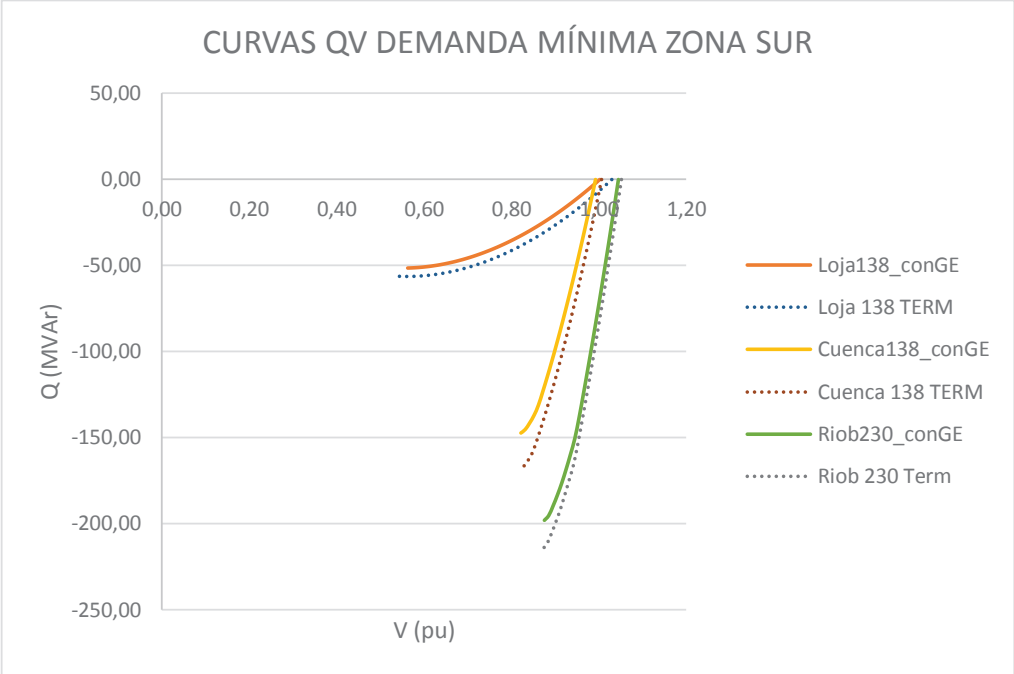

Figura 3.22 Curvas QV comparativa con generación térmica y generación eólica para demanda mínima, zona sur.

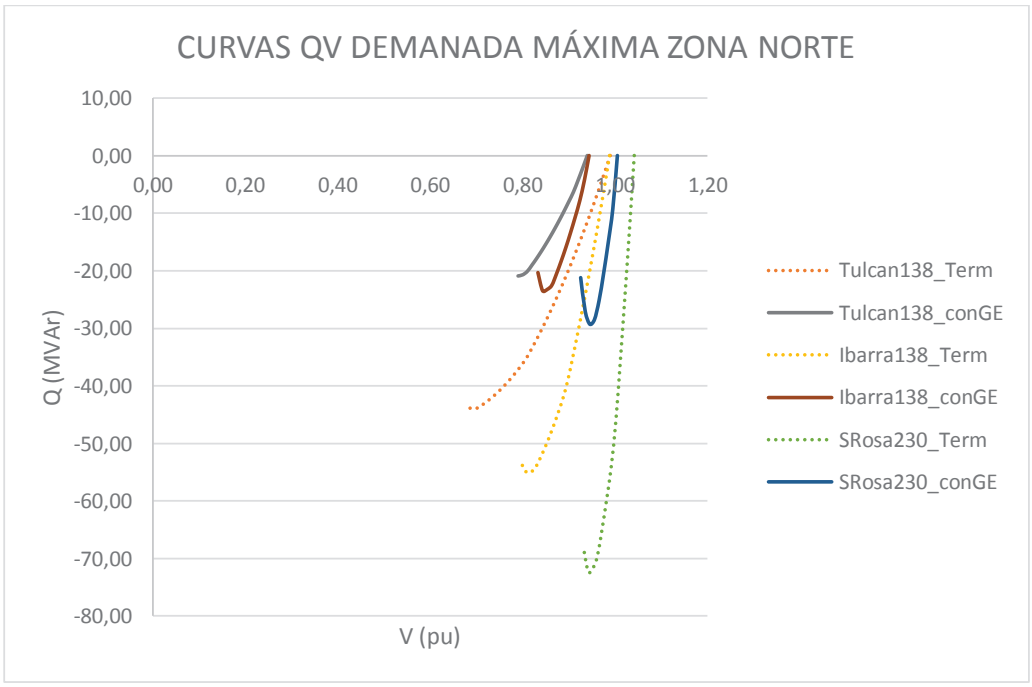

Figura 3.23 Curvas QV comparativa con generación térmica y generación eólica para demanda máxima, zona norte.

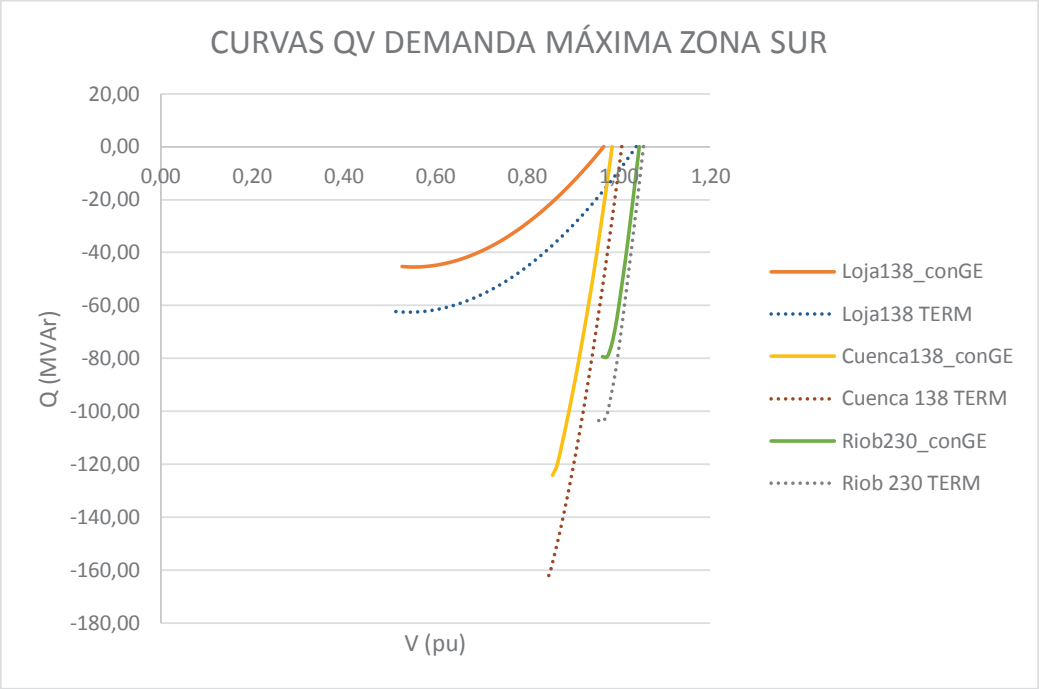

Figura 3.24 Curvas QV comparativa con generación térmica y generación eólica para demanda máxima, zona sur.

Las Figura 3.17 y Figura **3.18** muestran las curvas PV sobre los nodos de medición de la zona norte y sur para el caso de demanda mínima. Las Figura 3.19 y Figura **3.20** indican las curvas PV sobre los nodos de medición de la zona norte y sur respectivamente, para demanda máxima.

Se muestra que al momento de tener generación térmica el voltaje mejora debido a que se tiene aporte de potencia reactiva cerca de las barras de medición, disminuyendo la potencia reactiva que se requiere del resto del sistema. Además en las curvas PV se observa que la cargabilidad del sistema se incrementa al momento de contar con generadores térmicos, debido al aporte de reactivos.

Las Figura 3.21 yFigura **3.22** muestran las curvas QV sobre los nodos de medición de la zona norte y sur respectivamente para el caso de demanda mínima. Las Figura 3.23 yFigura **3.24** indican las curvas QV sobre los nodos de medición definidos para la zona norte y sur respectivamente, para el escenario de demanda máxima.

Cuando el sistema tiene incorporada generación eólica, el margen de potencia reactiva es menor, a diferencia de cuando el sistema cuenta con la operación de generación térmica.

Tabla 3.23 Valores de voltaje inicial, voltaje final y cargabilidad máxima, obtenidos de las curvas PV para demanda máxima.

DEMANDA MÁXIMA ZONA NORTE Ref. Fig. 3.19						
BARRA	**VOLTAJE INICAL (pu)**		**VOLTAJE FINAL (pu)**		**CARGABILIDAD MAX. (MW)**	
	G. TÉRMICA	**G. EÓLICA**	**G. TÉRMICA**	**G. EÓLICA**	**G. TÉRMICA**	**G. EÓLICA**
TULCÁN 138 kV	0.98	0.94	0.87	0.87	150.55	127.00
IBARRA 138 kV	0.98	0.94	0.88	0.88		
SANTA ROSA 230 kV	1.03	1.00	0.97	0.96		
DEMANDA MÁXIMA ZONA SUR Ref. Fig. 3.20						
BARRA	**VOLTAJE INICAL (pu)**		**VOLTAJE FINAL (pu)**		**CARGABILIDAD MAX. (MW)**	
	G. TÉRMICA	**G. EÓLICA**	**G. TÉRMICA**	**G. EÓLICA**	**G. TÉRMICA**	**G. EÓLICA**
CUENCA 138 kV	1.00	0.98	1.00	1.00	245.45	216.40
LOJA 138 kV	1.03	0.96	0.76	0.73		
RIOBAMBA 230 kV	1.05	1.04	0.93	0.92		

Tabla 3.24 Valores de voltaje inicial, voltaje final y cargabilidad máxima, obtenidos de las curvas PV para demanda mínima.

DEMANDA MÍNIMA ZONA NORTE Ref. Fig. 3.17						
BARRA	**VOLTAJE INICAL (pu)**		**VOLTAJE FINAL (pu)**		**CARGABILIDAD MAX. (MW)**	
	G. TÉRMICA	**G. EÓLICA**	**G. TÉRMICA**	**G. EÓLICA**	**G. TÉRMICA**	**G. EÓLICA**
TULCÁN 138 kV	1.03	1.00	0.68	0.69	220.59	203.95
IBARRA 138 kV	1.03	1.00	0.72	0.73		
SANTA ROSA 230 kV	1.07	1.05	0.94	0.93		
DEMANDA MÍNIMA ZONA SUR Ref. Fig. 3.18						
BARRA	**VOLTAJE INICAL (pu)**		**VOLTAJE FINAL (pu)**		**CARGABILIDAD MAX. (MW)**	

	G. TÉRMICA	G. EÓLICA	G. TÉRMICA	G. EÓLICA	G. TÉRMICA	G. EÓLICA
CUENCA 138 kV	1.00	0.99	0.93	0.92		
LOJA 138 kV	1.03	1.00	0.73	0.70	233.53	220.46
RIOBAMBA 230 kV	1.05	1.04	0.99	0.99		

Tabla 3.25 Valores de potencia reactiva para demanda mínima y máxima, obtenidos de las curvas QV.

ZONA SUR Ref. Fig. 3.23 y 3.24				
BARRA	**DEMANDA MÍNIMA**		**DEMANDA MÁXIMA**	
	Qmin G.E. (MVAr)	**Qmin G.T. (MVAr)**	**Qmin G.E. (MVAr)**	**Qmin G.T. (MVAr)**
LOJA 138 kV	-51.59	-56.24	-45.57	-62.49
CUENCA 138 kV	-147.50	-167.11	-124.15	-162.07
RIOBAMBA 230 Kv	-198.12	-214.30	-79.33	-103.86
ZONA NORTE Ref. Fig. 3.21 y 3.22				
BARRA	**DEMANDA MÍNIMA**		**DEMANDA MÁXIMA**	
	Qmin G.E. (MVAr)	**Qmin G.T. (MVAr)**	**Qmin G.E. (MVAr)**	**Qmin G.T. (MVAr)**
TULCÁN 138 kV	-67.61	-73.45	-20.94	-43.89
IBARRA 138 kV	-134.65	-151.85	-23.48	-54.99
SANTA ROSA 230 kV	-217.00	-259.37	-29.31	-72.37

Técnicamente, en base a las curvas PV y QV indicadas, la generación térmica presenta mayores beneficios para el sistema, pues se incrementa el margen de cargabilidad del sistema. En las Tabla 3.23 y Tabla **3.24** se puede observar los resultados de las curvas PV, donde el valor de cargabilidad se incrementa de 127 MW a 150.55 MW para demanda máxima en la zona norte, y de 216.4 MW a 245.45 MW para demanda máxima en la zona sur. Para demanda mínima se presentan los siguientes resultados, la cargabilidad en la zona norte presenta un incremento de 203.95 MW a 220.59 MW, mientras que en la zona sur se muestra un valor de 220.46 MW con generación eólica y de 233.53 MW con generación térmica.

En la Tabla 3.25 se detalla los valores del margen de potencia reactiva, tanto en las barras de medición sobre la zona norte y sur de país, al momento de contar con generación térmica se obtiene un mayor margen de potencia reactiva, a diferencia de cuando se encuentra en operación la generación eólica, por ejemplo en la barra

de Loja a nivel de 138 kV, el valor mínimo de potencia reactiva es de -51.59 MVAr con generación eólica mientras que con generación térmica es de -56.24 MVAr para demanda mínima, para demanda máxima presenta un valor de -45.57 MVAr con generación eólica y de -62.49 MVAr con generación térmica.

De igual manera en la zona norte por ejemplo en la barra Tulcán 138kV el valor mínimo de potencia reactiva es de -67.61 MVAr con generación eólica y de -73.45 MVAr con generación térmica, para demanda mínima. Para demanda máxima, con generación eólica, el valor mínimo de potencia reactiva es de -20.94 MVAr, mientras que con generación térmica el valor es de -43.89 MVAr. Por lo tanto, la generación térmica proporciona un mayor margen de potencia reactiva a diferencia de la generación eólica, que como se muestra es en menor proporción.

La sustitución de generación eólica por generación térmica, no solo responde a parámetros técnicos, sino también a factores determinantes, como ambientales, políticos y geográficos. En el Ecuador, la incorporación de generación térmica se presenta en la región costa y no en la región sierra debido a que su implementación demanda un mayor costo tanto por costos de producción como de eficiencia debido a la altura sobre el nivel del mar y los factores de corrección a considerar al momento de implementar generación térmica.

En la actualidad, la producción de energía se enfoca en la generación en base a energías limpias y renovables por lo que de esta manera la energía producida en base de combustibles fósiles tiende a disminuir significativamente, a pesar de que la generación térmica presenta mayores beneficios técnicos frente a la eólica, sin embargo la generación eólica, de acuerdo a los resultados presentados, también incrementa la estabilidad del sistema, en menor proporción que la generación térmica, pero finalmente es viable su incorporación.

CAPITULO 4

Análisis de respuesta de frecuencia y comparación de costos de generación eólica frente a generación térmica.

4.1 Respuesta de frecuencia ante un evento transitorio, sin generación eólica y con generación eólica en el sistema nacional interconectado

Para analizar el impacto de la alta penetración eólica desde el punto de vista de la respuesta de frecuencia ante un evento transitorio se han tomado las siguientes consideraciones: la frecuencia, al ser una variable global, puede monitorearse en cualquier nodo del sistema, por lo tanto en este estudio se ha realizado la medición en la barra de Santa Rosa 230 kV, ya que es un nodo robusto e importante en el sistema nacional interconectado del Ecuador, definido en base a la experiencia del operador.

Se han graficado los aportes de potencia activa de los parques considerados en el análisis de estabilidad de voltaje, como son Malchinguí en la zona norte, Chimborazo en la zona centro y Huascachaca en la zona sur, debido a su ubicación geográfica así como también a su capacidad de generación.

Para modelar la respuesta de frecuencia se realizó un evento de conexión y desconexión de generación de la unidad número uno de la central de generación Daule Peripa, a los 100 ms.

El tiempo de simulación que se ha considerado es de 20 s para obtener las diferentes formas de onda, tanto de frecuencia como de potencia activa en la línea colectora de cada parque.

Los aerogeneradores, en este estudio, no poseen participación en la regulación primaria ni secundaria, ya que lo que se pretende observar es la respuesta de la frecuencia al tener generación eólica en operación.

En la Tabla 4.1 se presentan los siguientes resultados, en demanda mínima para el escenario lluvioso sin generación eólica sobre la subestación Santa Rosa a nivel de 230 kV, se tiene que la frecuencia es 59.83 Hz mientras que al contar con generación eólica la frecuencia es de 59.80 Hz. En estos valores la frecuencia, por

acción del control primario del sistema, empieza a estabilizarse luego del disturbio, a los 20 s de simulación. Para el escenario seco se tiene que la frecuencia sin generación eólica es de 59.71 Hz y cuando la generación eólica está en operación el valor de la frecuencia es de 59.73 Hz, luego de los 20 s de simulación.

En demanda media, para un escenario lluvioso el valor de la frecuencia al momento de no contar con generación eólica es de 59.82 Hz, una vez que los parques eólicos están en funcionamiento reemplazando la generación convencional la frecuencia presenta un valor de 59.81 Hz. Para el escenario seco se tiene un valor de 59.81 Hz sin generación eólica y un valor de 59.85 Hz con generación eólica.

Finalmente en demanda máxima se indica que para un escenario lluvioso el valor de frecuencia sin generación eólica es de 59.82 Hz mientras que con generación eólica es de 59.81 Hz. Por otro lado en el escenario seco, sin generación eólica el valor de frecuencia es de 59.80 Hz y con generación eólica el valor que se obtiene es de 59.79 Hz.

Tabla 4.1 Valores de frecuencia sin y con generación eólica 20s después del evento de conexión y desconexión, en demanda mínima media y máxima

	Demanda Mínima				
	Escenario Lluvioso		**Escenario Seco**		Ref, Fig. 4.1 y 4.2
Barra	**Sin Generación Eólica**	**Con Generación Eólica**	**Sin Generación Eólica**	**Con Generación Eólica**	
Santa Rosa 230 kV (Hz)	59.83	59.80	59.72	59.67	
	Demanda Media				
	Escenario Lluvioso		**Escenario Seco**		Ref, Anexo 5, Fig. A5.1 y A5.2
Barra	**Sin Generación Eólica**	**Con Generación Eólica**	**Sin Generación Eólica**	**Con Generación Eólica**	
Santa Rosa 230 kV (Hz)	59.82	59.80	59.81	59.78	
	Demanda Máxima				
	Escenario Lluvioso		**Escenario Seco**		Ref, Anexo 5, Fig. A5.3 y A5.4
Barra	**Sin Generación Eólica**	**Con Generación Eólica**	**Sin Generación Eólica**	**Con Generación Eólica**	
Santa Rosa 230 kV (Hz)	59.82	59.80	59.80	59.78	

En base a los resultados de la Tabla 4.1, el efecto de ingresar parques eólicos al sistema en reemplazo de energía convencional no altera la respuesta de frecuencia ya que el sistema al momento de detectar la perturbación por medio de la regulación primaria permite recuperar los valores de frecuencia a niveles aceptables de operación sin llegar al primer paso de baja frecuencia de 59.4 Hz, establecido en el país [24].

En la Figura 4.1 la primera línea, en color rojo, muestra la forma de onda de la frecuencia con generación eólica y sin generación eólica en color azul, el espacio entre estas dos curvas se debe a que el sistema con generación eólica pierde inercia a diferencia de cuando el sistema cuenta con la incorporación de generación convencional.

De igual manera en la Figura 4.1 se presenta el comportamiento de como varia la potencia activa sobre la línea colectora de cada parque con mayor capacidad de generación que son: en la zona norte el parque eólico Malchinguí, en la zona centro el parque eólico Chimborazo y en la zona sur el parque eólico Huascachaca.

Se puede observar que la potencia en los parques representativos oscila al momento del evento de conexión y desconexión de la unidad uno de la central de generación Daule Peripa, recuperandose paulatinamente luego del disturbio.

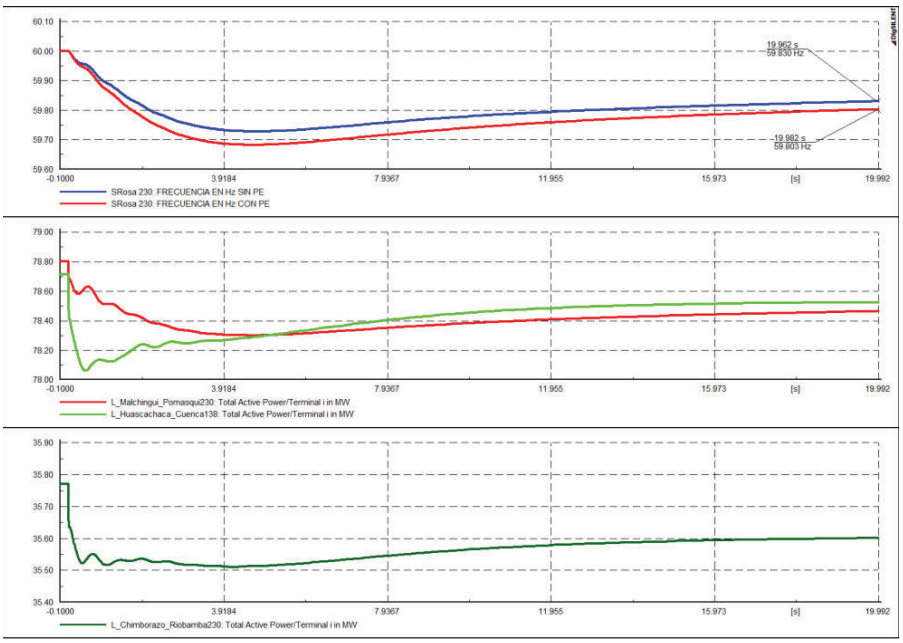

Figura 4.1 Escenario lluvioso, demanda mínima, frecuencia y potencia activa

Según la regulación de la ARCONEL vigente desde el 9 de agosto del año 2000, en el procedimiento de despacho y regulación se cita:

> ‘’Una vez que ha actuado la regulación primaria, que es la primera línea de defensa que contrarresta los efectos de un disturbio que causa una variación de la frecuencia, debe intervenir la regulación secundaria de frecuencia a partir de los 20-30 segundos después de haberse producido la contingencia.
>
> La metodología utilizada para determinar la regulación secundaria de frecuencia, consiste en realizar simulaciones dinámicas considerando un despacho de generación que incluya el porcentaje óptimo de reserva regulante, provocando luego una contingencia de pérdida de generación que conlleve una disminución de la frecuencia del sistema. La frecuencia se logra recuperar al valor objetivo de 59.5 Hz luego de 20 segundos de simulación, mediante la actuación de la RPF y la desconexión de carga por baja frecuencia.
>
> Se deberá establecer un valor diario ponderado de reserva para regulación secundaria de frecuencia para las estaciones de estiaje y lluviosa.
>
> La reserva correspondiente a la regulación secundaria de frecuencia se deberá repartir entre todas las unidades habilitadas para este fin, una vez que dispongan del equipamiento necesario, mientras tanto, se continuará realizando la regulación secundaria únicamente desde la Central Hidroeléctrica Paute’’ [24].

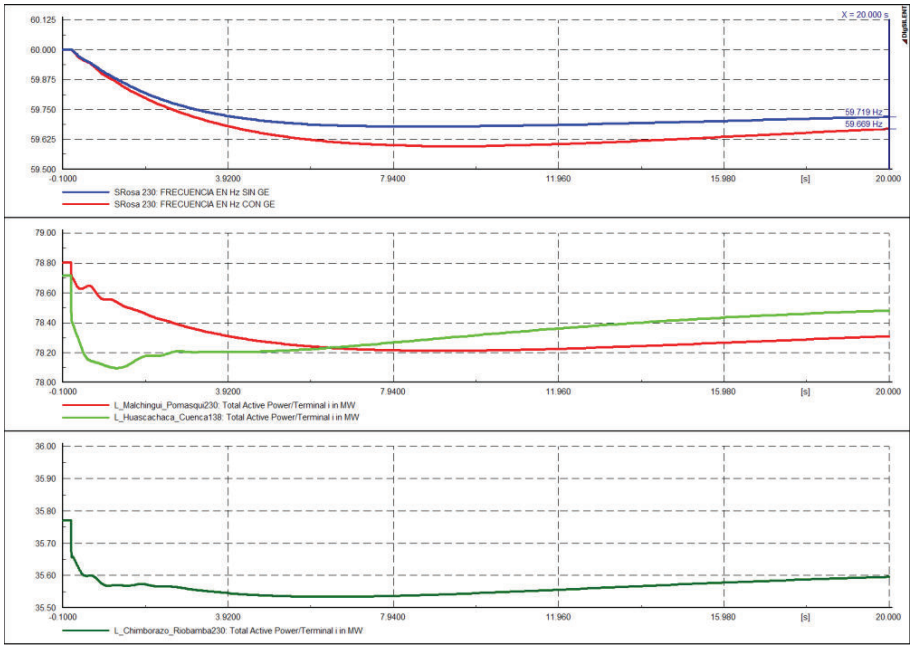

Figura 4.2 Escenario seco, demanda mínima, frecuencia y potencia activa

En la Figura 4.2 se puede observar de igual manera como la frecuencia, luego del evento de conexión y desconexión de la unidad uno de la central de generación Daule Peripa, para el caso de mínima demanda en un escenario seco, no alcanza el primer paso de baja frecuencia de 59.4 Hz, por lo tanto, por efecto de la regulación primaria, una vez superado el disturbio, el sistema empieza paulatinamente su recuperación.

La línea en color azul representa el comportamiento de la frecuencia cuando el sistema está operando sin generación eólica, mientras que la línea roja indica el desempeño de la frecuencia al momento de contar con la operación de los parques eólicos.

De igual manera que en el escenario lluvioso de mínima demanda, en la Figura 4.2 se puede observar una respuesta correcta de la potencia sobre la línea colectora de cada uno de los parques eólicos representativos de cada zona como son: al norte el parque eólico Malchinguí, al centro el parque eólico Chimborazo y al sur el parque eólico Huascachaca.

4.2 Respuesta de frecuencia frente al evento de conexión y desconexión de la unidad uno de la central de generación Daule Peripa con generación eólica incorporada y posteriormente con generación térmica.

A fin de comparar la respuesta de frecuencia, tanto al momento de contar con generación térmica y con generación eólica, se han realizado simulaciones ante el evento de conexión y desconexión de generación de la unidad uno de la central Daule Peripa. La generación térmica se ha incorporado en el mismo sitio físico donde han sido insertados los parques eólicos para comparar la respuesta de frecuencia entre generación de energía a base de combustibles fósiles con la generación eólica que pertenece a las energías renovables no convencionales. En la Figura 4.3, para demanda mínima, se muestra en color rojo, la respuesta de frecuencia con generación eólica y en color azul con generación térmica.

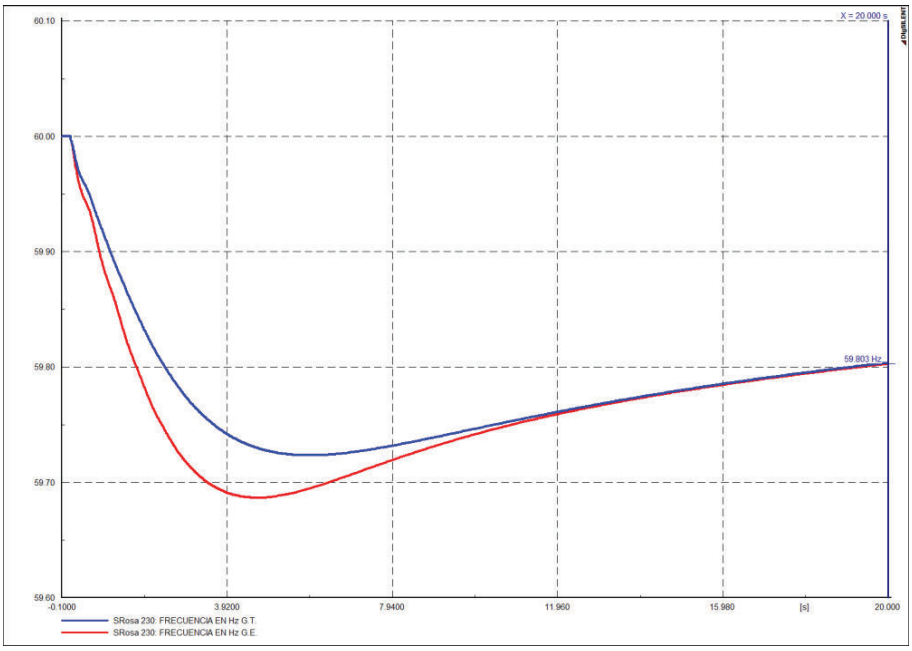

Figura 4.3 Respuesta de frecuencia de generación eólica frente a generación térmica para demanda mínima para 20 s de simulación.

Al momento de producirse el evento transitorio, se puede observar que la curva con generación eólica presenta una mayor afectación que la curva con generación térmica, esto se debe a que el sistema al operar con generación eólica pierde inercia, presentando una disminución mayor del valor de frecuencia a comparación

de cuando el sistema opera con generación térmica. A los 20 s de simulación se observa que las dos curvas alcanzan el mismo valor de frecuencia debido a que el sistema a través de la regulación primaria compensa el déficit de potencia a fin de regresar la frecuencia a su valor nominal.

En la Figura 4.4 se presenta la respuesta de frecuencia, en demanda mínima, para un tiempo de tres minutos de simulación, donde por acción de la regulación primaria y secundaria el sistema paulatinamente tiende a recuperar su frecuencia nominal, como se puede observar, tanto para generación térmica como para generación eólica se tiene una respuesta muy similar, donde la diferencia radica al momento de ocurrencia del disturbio ya que se puede observar con claridad la perdida de inercia del sistema con un mayor descenso de frecuencia al tener generación eólica operativa.

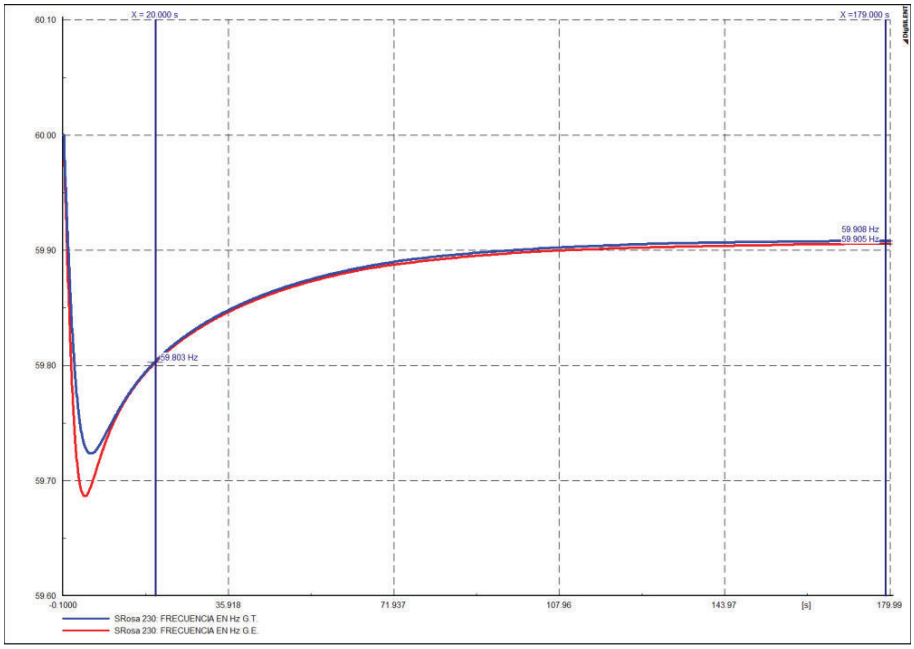

Figura 4.4 Respuesta de frecuencia de generación eólica frente a generación térmica para demanda mínima para 3 min de simulación.

La Figura 4.5 y Figura **4.6** indican, para demanda máxima, la respuesta de frecuencia para las mismas condiciones que se han mencionado para demanda mínima, obteniendo un comportamiento similar, que se debe a la perdida de inercia cuando el sistema opera con generación eólica como se resalta en la Figura 4.5, a los 20 s de simulación. Mientras que por acción de la regulación primaria y

secundaria el sistema compensa el déficit de potencia, y paulatinamente tiende a recuperar su frecuencia nominal como se muestra en la Figura 4.6 a los tres minutos de simulación.

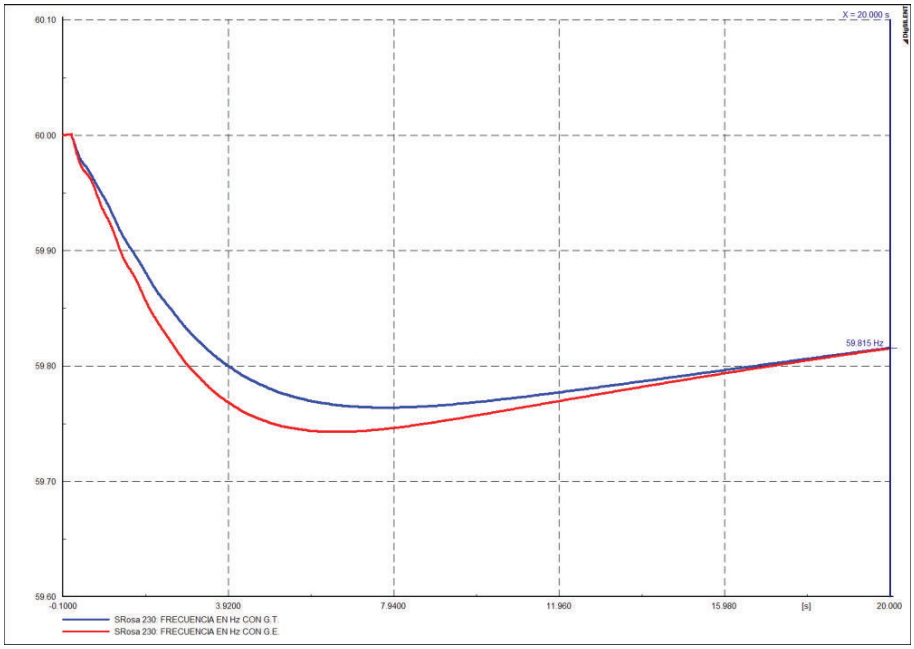

Figura 4.5 Respuesta de frecuencia de generación eólica frente a generación térmica para demanda máxima para 20 s de simulación

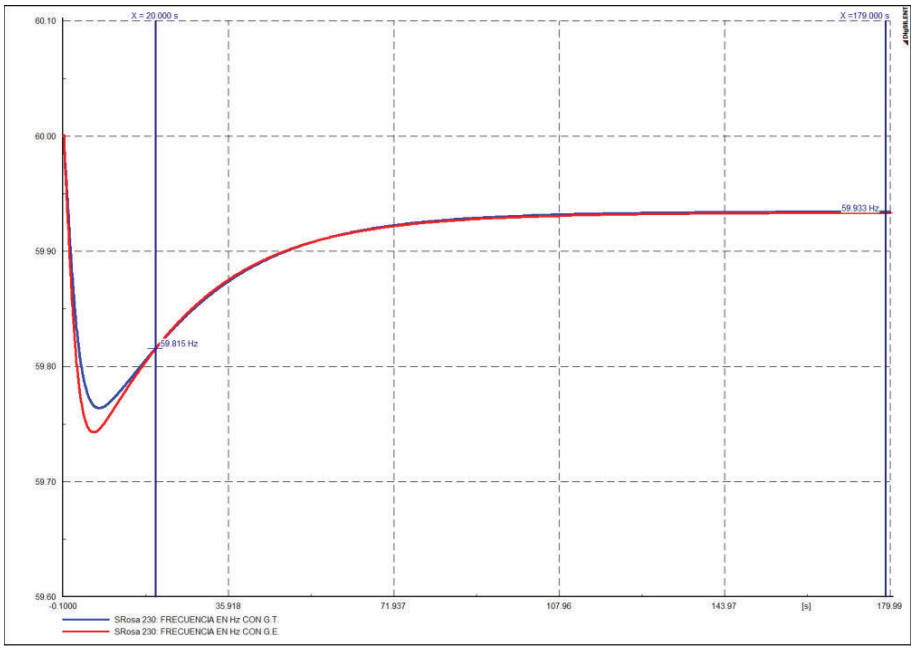

Figura 4.6 Respuesta de frecuencia de generación eólica frente a generación térmica para demanda máxima para 3 min de simulación.

4.3 Análisis de costos de generación de energía eólica y térmica.

Para obtener una perspectiva sustentable acerca de la implementación de energía eólica frente a la energía térmica, se analizarán los costos, tanto de inversión inicial, implementación y operación de una planta eólica como de una planta de generación térmica, de esta manera se realizará un análisis comparativo a largo plazo evaluando el impacto económico que presenta tanto la producción de energía eólica como la generación de energía a base de combustibles fósiles.

4.3.1 Costos referenciales de una central eólica

Los costos de la energía eólica se analizan desde diferentes parámetros como costos de inversión, explotación, administrativos, etc. La inversión sobre un proyecto eólico pueden dividirse en las siguientes categorías: costos de turbina eólica que incluye la producción, transporte e instalación de la misma, gastos de conexión a red que implican cableado y subestaciones, costos de construcción que incluyen obras civiles y mecánicas, finalmente se tiene los gastos por ingeniería y dirección que comprenden consultorías, licencias, permisos y sistemas de monitoreo.

En la Tabla 4.2 se indica el desglose de costos en porcentajes aproximados de los gastos necesarios para la implementación de generación eólica.

Tabla 4.2 Desglose de costos de instalación para un sistema eólico y turbina [25]

Concepto	**Porcentaje del costo inicial**
Turbinas Eólicas	64%
Generador, transformador, inversor	
Rotor, Palas	
Torre	
Otros	
Cimentamiento	16%
Planeamiento y gestión	9%
Conexión a la red	11%
Total	**100%**

La Tabla 4.3 se indican datos y diferentes parámetros tanto técnicos como económicos, con valores muy aproximados a la realidad, de tres proyectos eólicos en ejecución en el Ecuador.

Tabla 4.3 Datos de parques eólicos en el Ecuador [26].

Proyecto	**Villonaco**	**Salinas**	**Huascachaca**
Potencia del parque (MW)	16.5	15	50
Número de aerogeneradores	11	10	25
Altura buje (m)	70	80	68.5
Radio Aspas (m)	35	41.25	46.25
Velocidad media (m/s)	12.5	7	5.35
Provincia	Loja	Imbabura	Azuay
Costo Millones de USD	40.5	22	90
Costo (USD/kW)	2454.5	1466.7	1782
Toneladas de CO2 evitadas (Ton/año)	36000	21000	62000
Vida útil (años)	20	20	25
Factor de planta (%)	41.6	30.2	23

En la Tabla 4.3 se indica que el costo de por kW instalado oscila entre los 1450 dólares americanos y los 2455 dólares americanos aproximadamente [25], dependiendo del tipo de tecnología del aerogenerador, del número de aerogeneradores, de la potencia del parque, etc.

El límite principal de potencia a ser instalada es el recurso eólico existente. En el Ecuador a fin de fomentar la generación de energía en base a tecnologías no renovables, se ha establecido incentivos, como por ejemplo un precio de energía preferencial, lo cual se estipula en la regulación CONELEC 004/11.

El costo del kW instalado de una central eólica depende de varios factores, por lo cual el rango de variación es muy amplio, como se puede apreciar en los costos de los tres proyectos eólicos mencionados en la Tabla 4.3, por lo que no es fácil establecer un costo promedio en el Ecuador.

Un aspecto que cabe resaltar al momento de tratar la generación de energía es el factor de planta, que es la relación entre la energía producida en un determinado periodo, respecto a la potencia asignada al generador en dicho periodo. Cabe resaltar que los factores de planta de los aerogeneradores en operación suelen

estar entre el 20 a 40 %, siendo superior a 25 % aceptable y superior a 30 % bueno [25] [26].

El factor de planta se lo puede relacionar con la velocidad del viento, por lo tanto es crucial para determinar la viabilidad de un proyecto, pues es un indicador de la energía que podría generar una central eólica. Además se puede considerar una disponibilidad técnica entre 90 % y 95 %, y pérdidas por los circuitos en las líneas y transformador del 4 %, además de pérdidas por el efecto sombra (si se colocan las turbinas en conjunto) de alrededor del 5 % [26].

Los costos de explotación comprenden seguros, impuestos, alquiler de terrenos, gestión administrativa, operación y mantenimiento entre otros. Estos costos suelen presentarse en USD/kWh o en un porcentaje de la inversión de cada año, por lo que estos valores se localizan entre un 3.3% y un 5% [26].

Los costos de operación y mantenimiento varían de acuerdo a los tipos de tecnología, su evolución y de las características específicas requeridas en cada país. Un aspecto importante a considerar es la sustitución de los elementos dañados o más desgastados de un aerogenerador, que está cerca del 15 al 20 % del precio original del aerogenerador [25].

Los costos de generación tienen una moderada reducción que dependerá del grado de madurez de la tecnología aplicada, la misma que se fundamenta en la reducción de costos de inversión unitarios y la mejora del factor de planta esperado.

En el Ecuador, la presencia del recurso eólico es muy favorable, de acuerdo al mapa eólico del país, las provincias de Pichincha, Azuay y Loja presentan mejores condiciones para el desarrollo de la generación eólica. Considerando una velocidad del viento menor o igual a 7 m/s, la potencia instalable en Pichincha, en un área de 40.81 km^2 es de 122.42 MW con una producción de energía de 210.18 GWh/año, en Azuay, con un área de 33.92 km^2 es de 101.77 MW, generando 174.74 GWh/año y en Loja se alcanzaría una producción de 893.62 GWh/año con una potencia instalable de 520.46 MW en un área de 173.49 km^2 [27].

4.3.2 Costos referenciales de una central térmica.

Los costos de inversión para centrales térmicas de combustión, ya sean de turbinas a gas o motores de combustión interna, por lo general son bajos, tienen un tiempo de implementación relativamente rápido, el espacio físico para su implementación no demanda de grandes áreas de terreno y tampoco dependen de algún recurso natural empleado para su producción, lo que facilita su ubicación en puntos estratégicos cercanos a los centros de mayor demanda.

Los costos fijos de operación, producción y mantenimiento, así como sus costos variables de producción, dependen, principalmente del tipo de combustible empleado para la producción de energía además del rendimiento de las máquinas centrales.

En el Ecuador, los precios del combustible empleado para la generación eléctrica, son precios preferenciales, los cuales cuentan con subsidios respecto al precio en el mercado internacional de los mismos.

De manera general las centrales térmicas con mayor factor de planta , tendrán costos de producción de energía menores, sin embargo los motores de combustión interna no presentan potencias nominales muy elevadas, por lo que los costos de inversión se incrementan debido a que se debe adquirir varias unidades modulares para obtener la potencia deseada.

Otro factor importante en los costos de inversión de las centrales térmicas, es la vida útil establecida para cada tipo de tecnología, una central con motores de combustión interna presenta un período de vida útil promedio de 15 años, el costo anual de inversión resulta ser más alto, significando aproximadamente, para factores de planta típicos, el 24% del costo total de producción de energía [28].

En la Tabla 4.4 se indican los costos variables promedio de producción de tres centrales térmicas del país. Los costos varían dependiendo del tipo de combustible así como también de la potencia de la central.

Tabla 4.4 Costos variables promedio de producción (USD/MWh) [28].

Central	G. Zevallos Gas	Quevedo II	Santa Rosa
Tipo de Combustible	Diésel-Gas	Fuel oil	Diésel-Gas
Rendimiento kWh/galón	9.47	16.76	9.27
Combustible	86.72	28.53	82.22
Transporte	1.99	3.88	7.99
Lubricantes, químicos y otros	0.68	0.19	0.09
Operación y Mantenimiento	10.15	6.29	8.5
Servicios Auxiliares	0.34	1.05	2.04
Total (USD/MWh)	99.87	39.94	100.83
Potencia Efectiva (MW)	20	100	49.8

Los costos de generación de energía térmica en el país varían entre 100 y 350 USD/MWh, considerando centrales con turbinas a vapor, gas y con motores de combustión interna MCI. El costo más elevado en el Ecuador representan las centrales con MCI, que dependiendo del tipo de combustible también presentas una variación, por citar un ejemplo puntual la central Quevedo II, utiliza fuel oil para su operación lo que implica un costo de generación de 320 USD/MWh.

Cabe resaltar que en los costos de producción y operación de las centrales térmicas no se consideran los costes de los posibles impactos ambientales que puedan presentarse como por ejemplo derrame de combustible, recuperación de la zona afectada, etc.

4.3.3 Análisis comparativo de generación eólica y generación térmica.

En los incisos anteriores, se ha detallado los costes, tanto de generación eólica como de generación térmica, tomando como ejemplos referenciales centrales que se encuentran operativas en el país. A continuación a partir de los datos mencionados, se presenta la Tabla 4.5, con los parámetros generales a fin de evaluar las distintas implicaciones de la energía eólica y térmica.

Tabla 4.5 Cuadro comparativo entre energía eólica y térmica [25] [26] [28].

Tipo de Energía	Eólica	Térmica
Costo de inversión	1200 - 1500 USD/kW	700 - 850 USD/kW
Inversión en 100 MW	150 millones USD	100 millones USD
Energía aproximada en un año	306 GWh/año	621 GWh/año
Factor de planta aproximado	35%	48%

Costo de producción	70 - 80 USD/MWh	130 - 330 USD/MWh
Contaminación	Visual	Emisión de gases invernadero
Impacto ambiental	Pequeño	Alto
Tiempo de implementación	2 años	2 años

Como se muestra en la Tabla 4.5, la generación eólica presenta actualmente un costo mayor de inversión inicial, debido a la tecnología y a los componentes de los aerogeneradores implementados, a diferencia de los motores de combustión interna de la central térmica que tienen mucho más tiempo de desarrollo. El costo por kW instalado de generación eólica, actualmente es aproximadamente un 40% más elevado que el kW instalado de generación térmica.

En los costos de producción, la generación eólica, a largo plazo presenta un menor valor que la generación térmica, debido a que, tanto la operación y mantenimiento representa un rubro mayor en las centrales térmicas, ya que se incurre en gastos de adquisición y transporte de combustible, por lo que al largo plazo la inversión inicial de la energía eólica se compensa.

Una de las desventajas de peso de la generación eólica es la variabilidad del viento, para sistemas aislados esto significa un costo adicional en bancos de baterías para almacenar energía, en el caso de que la potencia generada no satisfaga la demanda de la carga. En los parques eólicos la variabilidad del viento impacta directamente en la calidad de energía que se entrega a la red, generándose posibles escenarios que alteren la estabilidad de voltaje y frecuencia, lo cual influye directamente en los costos de inversión inicial ya que se deben adquirir convertidores electrónicos para regular y solventar los problemas de estabilidad en el caso de presentarse.

Actualmente la tendencia global es sustituir la generación eléctrica a base de combustibles fósiles por energías renovables no convencionales, debido a la contaminación a través de los gases que son producto de la combustión de los mismos. Por citar un ejemplo puntual, las tres centrales eólicas antes mencionadas, evitaran aproximadamente la emisión de 119000 Ton/año de CO_2.

Los costos de implementación de las tecnologías renovables son cada vez más competitivas respecto a las energías convencionales, generando beneficios que van más allá de los incentivos financieros otorgados ya que surgen nuevas industrias, se incrementa la autonomía de las regiones, aparecen nuevas fuentes de trabajo a base de energías amigables al medio ambiente con la disponibilidad inagotable del recurso, por lo que su producción se convierte en una fuente competitiva y atrayente para la inversión.

Es importante mencionar que los costes de los combustibles para generación de energía térmica, poseen subsidios por parte del estado, lo cual hoy por hoy se pretende eliminar debido a la caída del precio del barril de petróleo, por lo que además de los impactos ambientales que implica esta tecnología, la tendencia a ser remplazada por energías renovables no convencionales se ha incrementado tanto a nivel nacional como internacional, para esto el estado desarrolla políticas preferenciales con la finalidad de reducir al máximo la producción de energía a base de combustibles fósiles.

Tabla 4.6 Estimación de evolución de costo de generación en el período 2010 - 2030 [25].

		USD/kWh
2010	**G. Eólica**	77.88
	G. Térmica	136.37
2015	**G. Eólica**	91.61
	G. Térmica	160.41
2020	**G. Eólica**	107.75
	G. Térmica	188.68
2025	**G. Eólica**	126.74
	G. Térmica	221.93
2030	**G. Eólica**	149.08
	G. Térmica	261.05

En la Tabla 4.6 se indican la evolución de los costos de generación en un período de 20 años a partir del año 2010, considerando una tasa de inflación de 3.3% para todo el período. Cabe resaltar que son valores aproximados ya que existen factores como tasas de incentivo para generación eólica y eliminación de subsidios para generación térmica lo cual permitiría reducir los costos de producción de energía eólica e incrementar drásticamente los de energía térmica.

CAPÍTULO 5

5.1 Conclusiones

En el presente estudio se ha considerado el aerogenerador full converter, debido a que facilita, a través de todos los convertidores de potencia, una total filtración de la energía generada, permitiendo de esta manera controlar totalmente la potencia activa y reactiva que se suministra a la red, convirtiéndose esta característica en la más importante de este tipo de aerogenerador, además de presentar una mayor eficiencia y facilidad de implementación frente a otros tipos de aerogeneradores. Por otro lado desde el punto de vista económico, debido a sus componentes y a la tecnología que estos implican, tienen un costo ligeramente mayor a otros tipos de aerogeneradores.

Desde el punto de vista de la estabilidad de voltaje, los perfiles en las barras de conexión y en las barras aldeanas mejoran ligeramente, lo cual depende de la cantidad de energía eólica que se inserta y redistribuida en la red, de igual manera la cargabilidad en las barras se incrementa debido a los aerogeneradores.

La ubicación geográfica y topográfica de las plantas de generación, como la cantidad de energía eólica generada, influyen en los perfiles de voltaje. En el presente estudio se zonificó el ingreso de energía eólica en dos grupos a fin de que, el voltaje al ser una variable local, muestre las variaciones a las que es sometido al sustituir energía convencional principalmente térmica por energía eólica.

En los períodos lluvioso o seco, en demanda mínima, media o máxima, y dependiendo de las barras donde se ha ingresado generación eólica, el mejoramiento en los perfiles de voltaje y el incremento de cargabilidad, de igual manera, con las cuvas QV, se muestra que el margen de potencia reactiva es mayor al momento de contar con la operación de los aerogeneradores por lo que la estabilidad de voltaje en el sistema se fortalece.

Por otra parte en las subestaciones de medición que se definieron para este estudio, se muestra que con generación eólica la sensibilidad en estas barras disminuye o en ciertos casos se mantiene, pero no se incrementa, lo cual permite una mayor robustez frente a las diferentes perturbaciones que puedan presentarse,

lo que se convierte en otro aspecto importante que aporta al mejoramiento de la estabilidad de voltaje al sustituir energía convencional por energía eólica.

Al momento de comparar la generación eólica frente a la generación térmica, desde el punto de vista de parámetros técnicos como la cargabilidad del sistema, voltajes y margen de potencia reactiva, la generación térmica proporciona mayor estabilidad al sistema, debido a que el sistema no pierde inercia como sucede con la generación eólica. Pero la implementación de generación térmica depende de factores ambientales, geográficos y políticos, ya que existe una tendencia mundial de reducir al mínimo la producción de energía a base de combustibles fósiles.

Por otro lado en el Ecuador, en la región Sierra existen mayores complicaciones como correcciones a por altura sobre el nivel del mar de las máquinas así como también por la pérdida de eficiencia lo cual implicaría mayores gastos tanto de implementación como de producción.

En este estudio se observa que al tener generación eólica el perfil de frecuencia es muy similar, la pequeña diferencia que se muestra es debido a que el sistema con generación eólica pierde inercia, lo que produce una mayor disminución de la frecuencia al momento del disturbio, pero a medida que actuarán tanto la compensación primaria como secundaria la frecuencia regresará a niveles aceptables de operación por lo que la estabilidad, desde este punto de análisis tampoco se ve afectada.

Tanto desde el punto de vista de respuesta de frecuencia como de estabilidad de voltaje, se aprecia que la influencia de la generación eólica en el sistema nacional interconectado no es un factor que altera la estabilidad del sistema sino que por otro lado permite en muchos casos mejorar sus condiciones y de esta manera fortaleciendo el mismo ante la presencia de perturbaciones que puedan producirse, cabe resaltar que la inserción de energía eólica depende tanto de la topología del sistema como de las redes de transmisión, para que sea viable la implementación de generación eólica.

También, de acuerdo al grado de penetración de eólica en el sistema, se ve afectado el suministro de reactivos de las máquinas convencionales, sea en incremento o reducción, frente a diferentes disturbios.

Desde el punto de vista económico y tomando muy en cuenta la tendencia global a incentivar la producción en base de energías renovables no convencionales, se indica que los costos de producción y operación para generación eólica presentan una tendencia a reducir sus costos de inversión inicial, dependiendo de los avances tecnológicos como también a través de las tasas de incentivo por parte de los organismos reguladores, lo cual permite una total viabilidad para la inserción de energía eólica tanto desde el punto de vista técnico como económico como se muestra en este trabajo.

Por otro lado la generación térmica, si bien es cierto sus costos iniciales de inversión son menores actualmente, pero al largo plazo los costos de producción se incrementan además de la contaminación ambiental que ésta produce, lo cual representa un factor fundamental para dejar paulatinamente su implementación.

A pesar de que técnicamente, la generación térmica a base de combustibles fósiles presenta factores técnicos de operación ligeramente mejores que la generación eólica, no es justificable fomentar su implementación, considerando aspectos ambientales, políticos y económicos.

5.2 Recomendaciones

De acuerdo a los planes de expansión del sistema nacional interconectado y a las nuevas grandes hidroeléctricas que están ingresando en operación, se deberían realizar estudios para determinar si el nivel de penetración eólica puede incrementarse, lo cual puede ampliar el grado de generación eólica.

El país presenta condiciones muy favorables para la implementación de energías renovables y alternativas, lo cual debería ser aprovechado a fin de reducir la generación a base de combustibles fósiles y aprovechar la producción de energías limpias como es la eólica, siempre y cuando la red existente este en continua renovación con la finalidad de facilitar la operatividad de estas nuevas fuentes de energía sin que el sistema tenga implicaciones drásticas en su normal funcionamiento.

Adicionalmente, es este proyecto se ha determinado que el ingreso de generación eólica no altera la respuesta de frecuencia ni la estabilidad de voltaje. Por lo tanto, este tipo de generación no convencional debe realizarse a través de un análisis

desde el punto de vista de reservas de potencia activa, en el cual se determina que probabilidad hay que las reservas del SNI disminuyan, poniendo en riesgo el sistema, ante la pérdida de generación eólica por falta de viento.

Desde el punto de vista ambiental y económico se recomienda la constante innovación de políticas que fomenten la reducción al máximo los subsidios de combustibles para la generación térmica, y fomentar la implementación de energías renovables no convencionales que son amigables con el medio ambiente. El Ecuador, por su situación geográfica, posee un alto potencial para la generación de energías limpias, lo cual los organismos pertinentes deben centrar sus esfuerzos para considerar como un pilar de desarrollo y sustento económico la producción y comercialización de energías renovables no convencionales.

Referencias Bibliográficas

[1] D. Andagoya, *"Máxima Capacidad de Generación Eólica a ser instalada en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano",* Quito, 2014.

[2] CONELEC, "Plan Maestro de Electrificación 2012-2021", Quito.

[3] ENERCON, "Aerogeneradores",[En línea]. Available: http://www.enercon.de/p/downloads/ENE_TS_0710_Spanien_4.pdf.

[4] DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION , «Windpower,» [En línea]. Available: http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wtrb/powerreg.htm.

[5] S. Nanou and G. Tsourakis, "Full-converter wind generator modelling for transient stability studies", IEEE, 2011.

[6] P. Vijay and Panos M, "Handbook of Wind Power", Springer, 2013.

[7] M. Shahidehpour, "Handbook of electrical power system dynamics", Wiley,2008.

[8] IEEE/CIGRE, "Definition and Clasification of Power System Stability", 2004.

[9] V. Van Custem, "Voltaje Estability of Electric Power System", USA, Kluwer Academic Publishers, 1998.

[10] O. Lopez , "Análisis de estabilidad de tensión en el sistema de transmision, Pereira", 2008.

[11] Grup Reactive Power, "Voltage Stability Criteria", WECC, Mayo, 1998.

[12] J. Perez y L. Murillo, "Análisis de statcom trifásico en estado estacionario y dinámico para la estabilidad de voltaje," Agosto 2008.

[13] I. Zaborszky, "Dynamics and Control of Large Electric Power Systems", USA: Jonh Wiley y Sons, 2000.

[14] P. Kundur, "Power System Stability and Control", McGraw-Hill, 1993.

[15] L. Chimborazo, "Análisis de Estabilidad de Voltaje del Sistema Nacional Interconectado", 2013.

[16] W. Gamboa y J. Plazarte, "Análisis de Estabilidad de Voltaje,» 2013.

[17] WECC, "Undervoltage Load Shedding Strategy, and Reactive Power reserve Monitoring Methodology",2005.

[18] P. Ledesma, "Regulación de Frecuencia y Potencia," Septiembre 2008.

[19] H. Bevrani, "Robust Power System Frecuency Control", Springer, 2009.

[20] Red Eléctrica de España, "Procedimineto de operación Reserva regulación", Abril 2013. [En línea]. Available: http://www.ree.es/index ope.html..

[21] DIGSILENT,"Static Generator",2010.

[22] W. Ameida y R. Barba, "Análisis de la operación de sistemas eléctricos interconectados y el control automático de generación", 2004.

[23] ARCONEL, "Bandas de voltaje, Oficio Nro. ARCONEL-DE-2015-1033-OF".

[24] ARCONEL, "Procedimientos de despacho y operación", 2000.

[25] D. Pinto, "Propuesta de aportes regulatorios para el fomento de energías renovables en el Ecuador", Quito, 2013.

[26] E. Barragán, "Análisis, especificación y desarrollo de procedimientos de operación para la gestión de la energía eólica en el Ecuador", Cuenca, 2013.

[27] MEER, «Atlas eólico del Ecuador con fines de generación eléctrica,» 2015.

[28] F. Buñay y F. Pérez "Comparación de costos de produccion de energía eléctrica para diferentes tecnologías en el Ecuador", Cuenca, 2013.

ANEXOS

ANEXO 1

GRÁFICAS, CURVAS PV, DEMANDA MEDIA

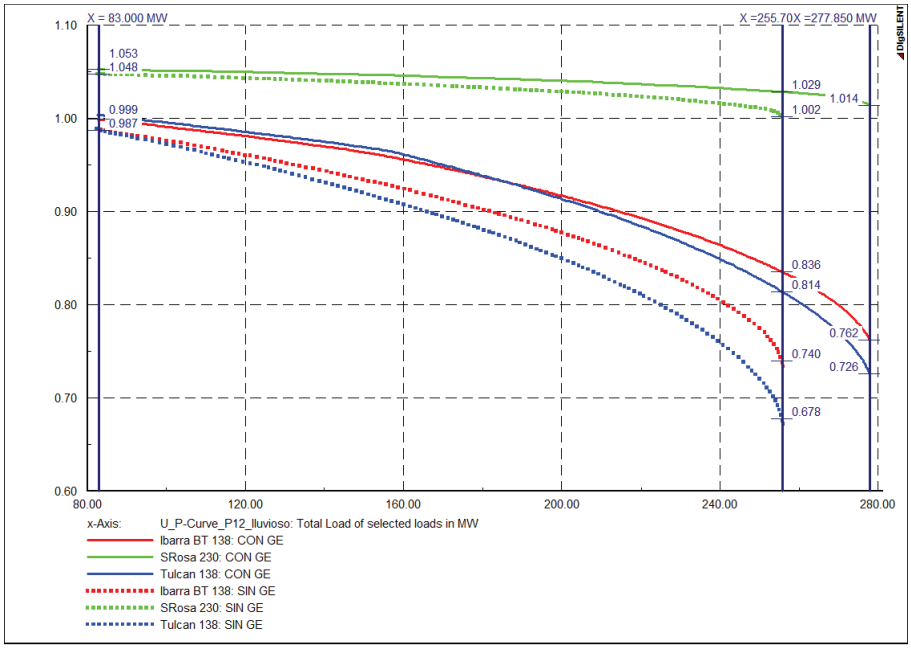

Figura A1.1 Curvas PV en el escenario hidrológico lluvioso sobre los nodos de medición de la zona norte en demanda media, con generación eólica (CON GE) y sin generación eólica (SIN GE).

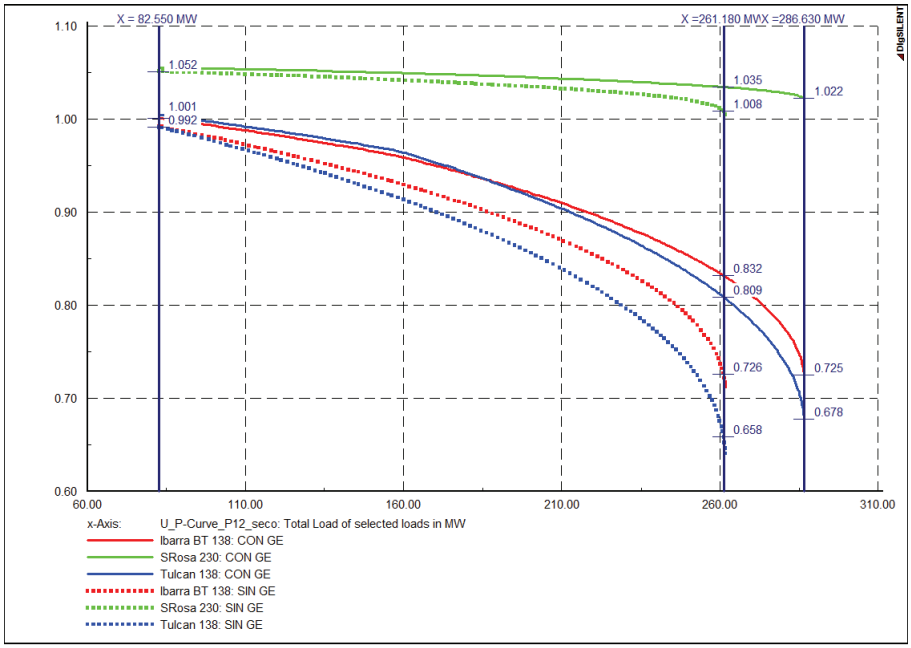

Figura A1.2 Curvas PV en el escenario hidrológico seco sobre los nodos de medición de la zona norte en demanda media, con generación eólica (CON GE) y sin generación eólica (SIN GE).

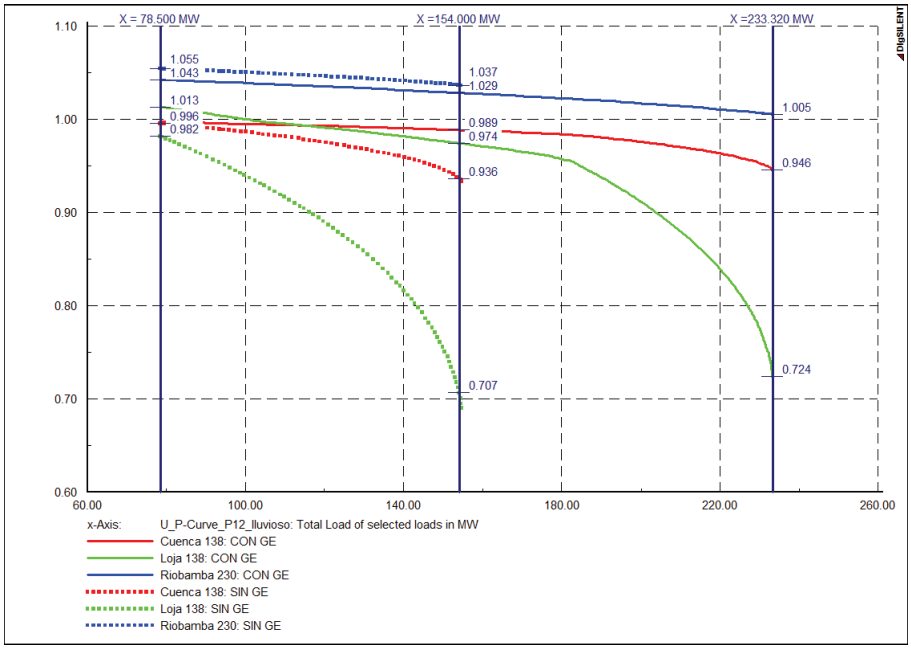

Figura A1.3 Curvas PV en el escenario hidrológico lluvioso sobre los nodos de medición de la zona sur en demanda media, con generación eólica (CON GE) y sin generación eólica (SIN GE).

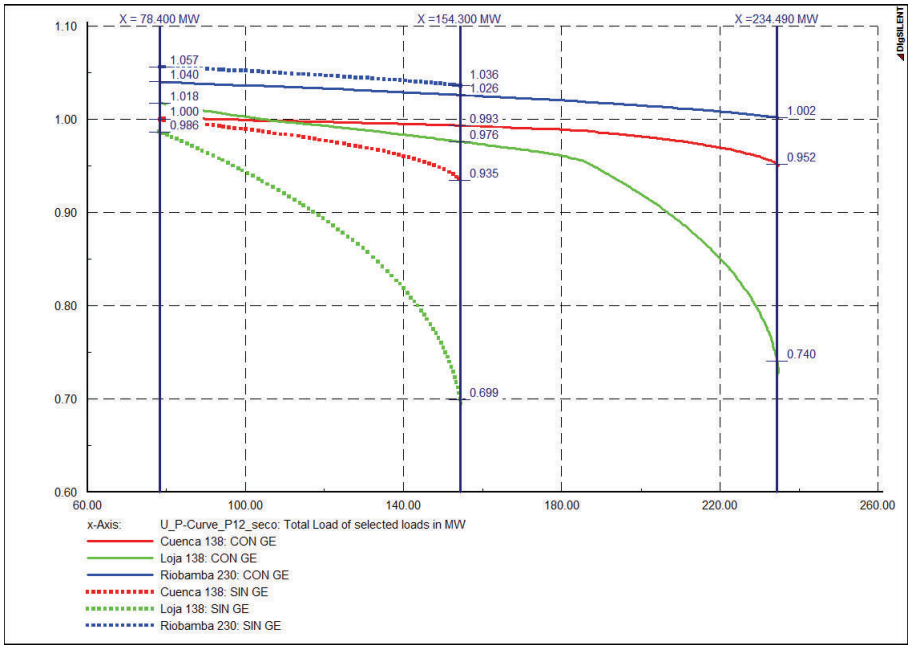

Figura A1.4 Curvas PV en el escenario hidrológico seco sobre los nodos de medición de la zona sur en demanda media, con generación eólica (CON GE) y sin generación eólica (SIN GE).

GRÁFICAS, CURVAS PV, DEMANDA MÁXIMA

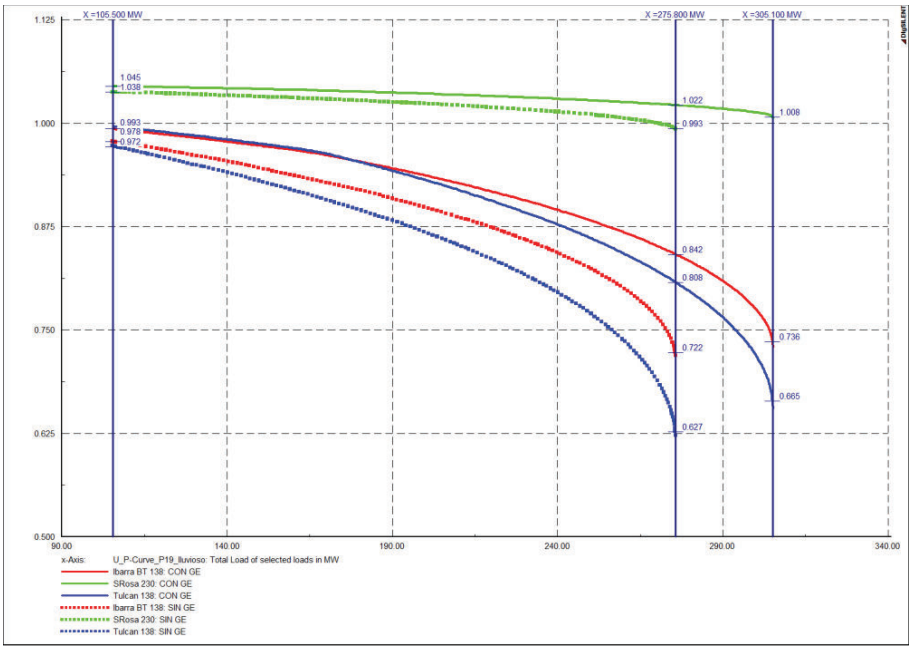

Figura A1.5 Curvas PV en el escenario hidrológico lluvioso sobre los nodos de medición de la zona norte en demanda máxima, con generación eólica (CON GE) y sin generación eólica (SIN GE).

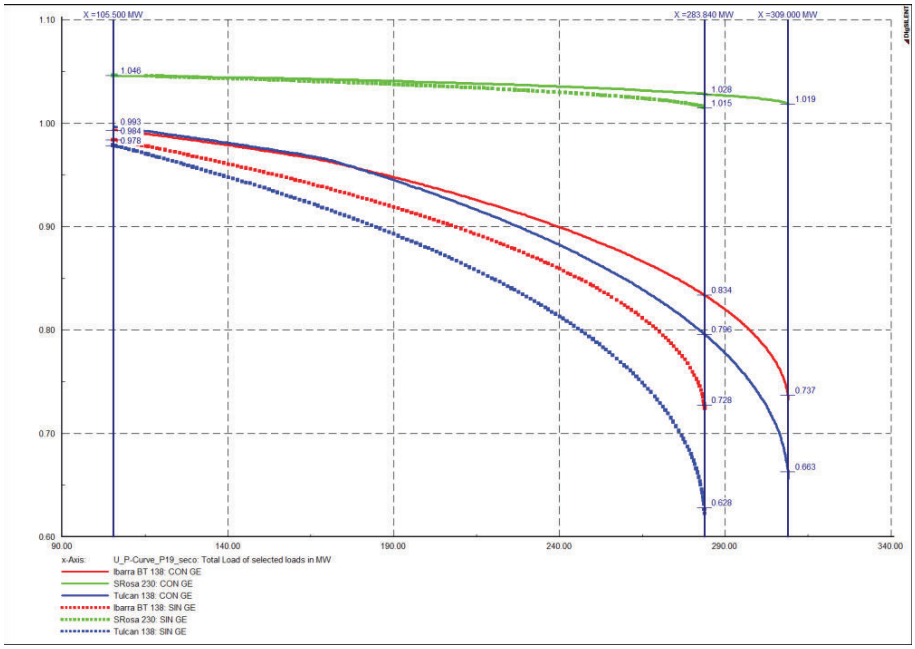

Figura A1.6 Curvas PV en el escenario hidrológico seco sobre los nodos de medición de la zona norte en demanda máxima, con generación eólica (CON GE) y sin generación eólica (SIN GE).

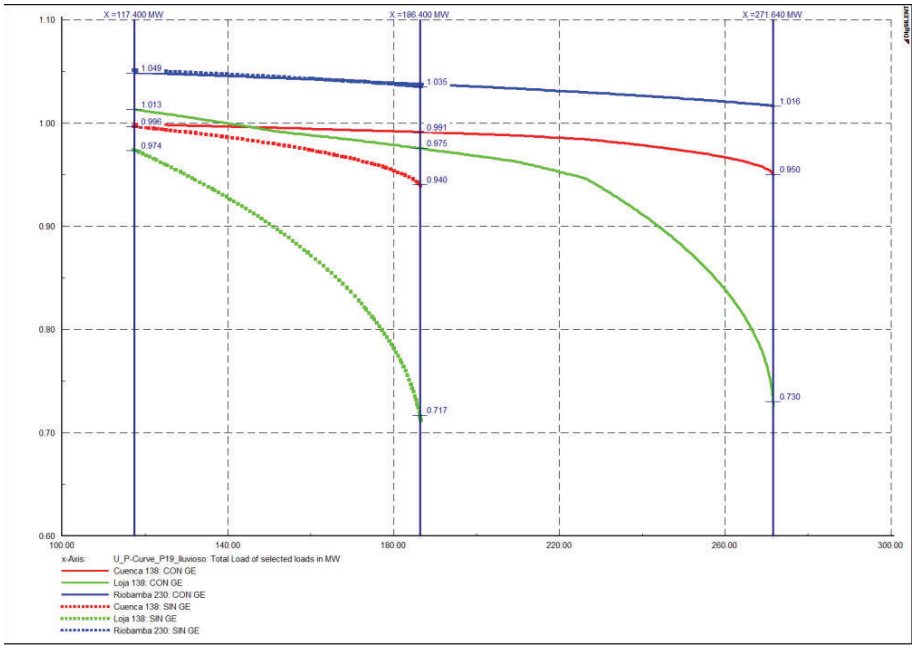

Figura A1.7 Curvas PV en el escenario hidrológico lluvioso sobre los nodos de medición de la zona sur en demanda máxima, con generación eólica (CON GE) y sin generación eólica (SIN GE).

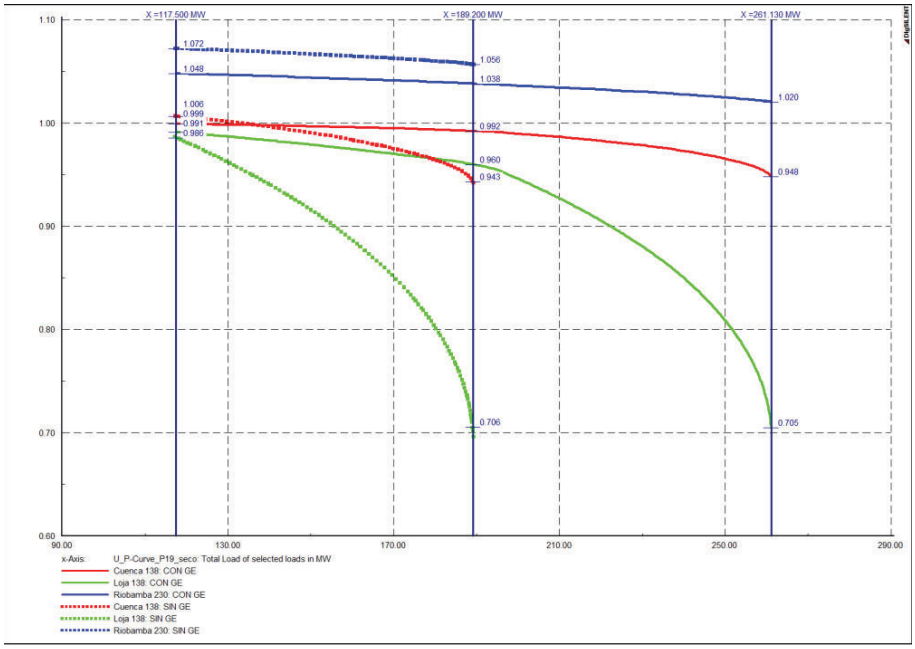

Figura A1.8 Curvas PV en el escenario hidrológico seco sobre los nodos de medición de la zona sur en demanda máxima, con generación eólica (CON GE) y sin generación eólica (SIN GE).

ANEXO 2

GRÁFICAS, CURVAS QV, DEMANDA MEDIA

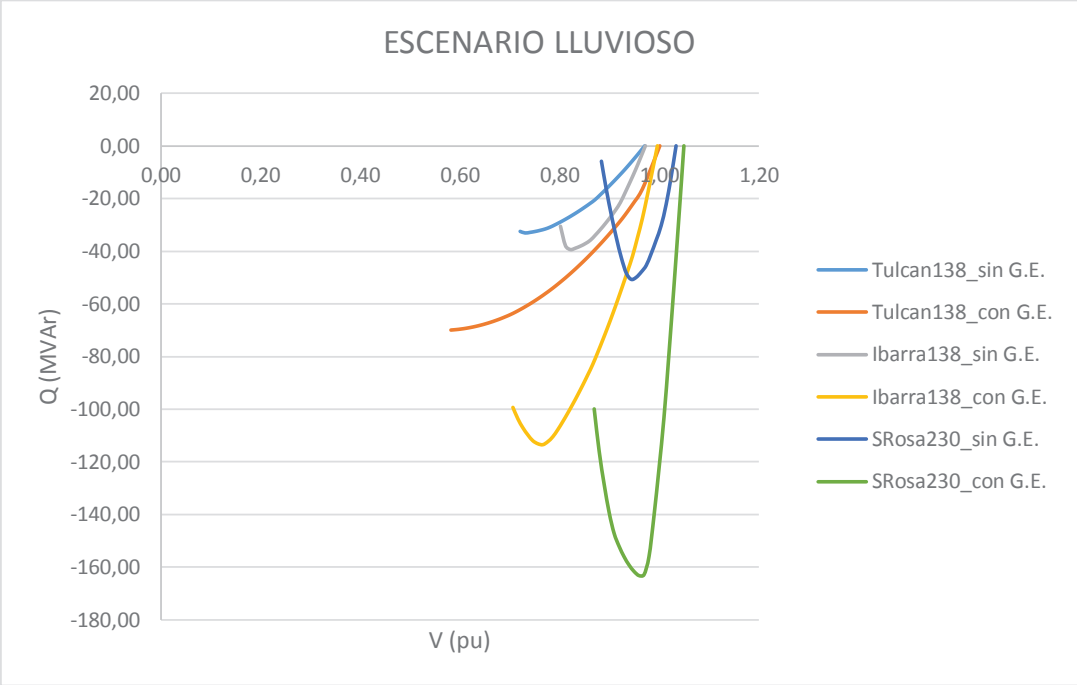

Figura A2.1 Curvas QV demanda media, zona norte, escenario hidrológico lluvioso.

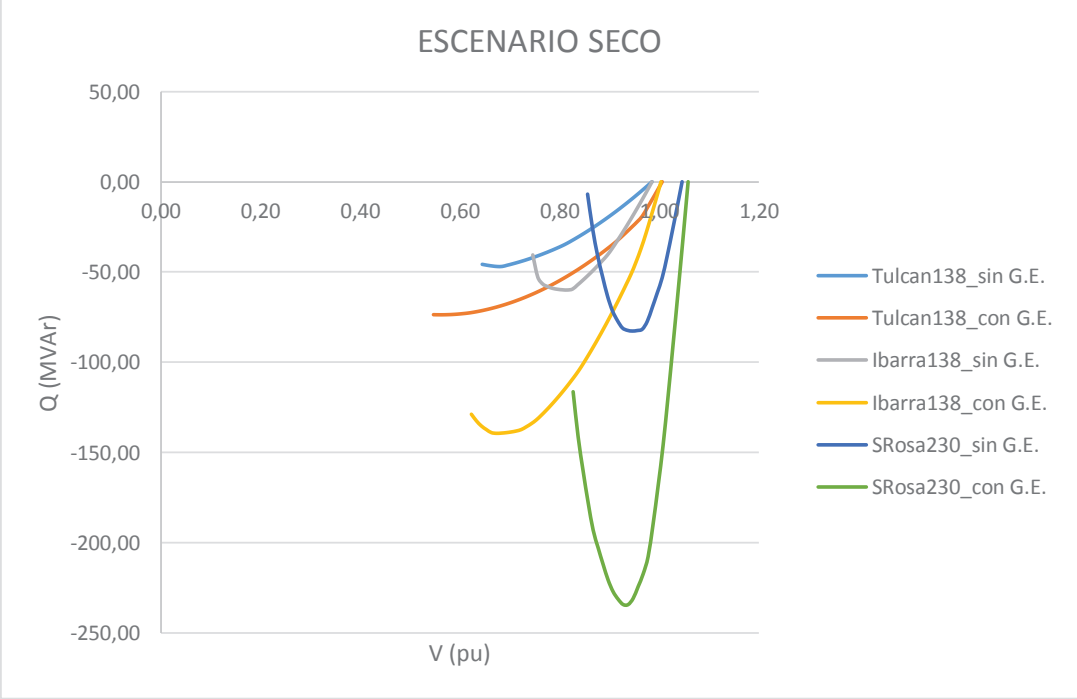

Figura A2.2 Curvas QV demanda media, zona norte, escenario hidrológico seco.

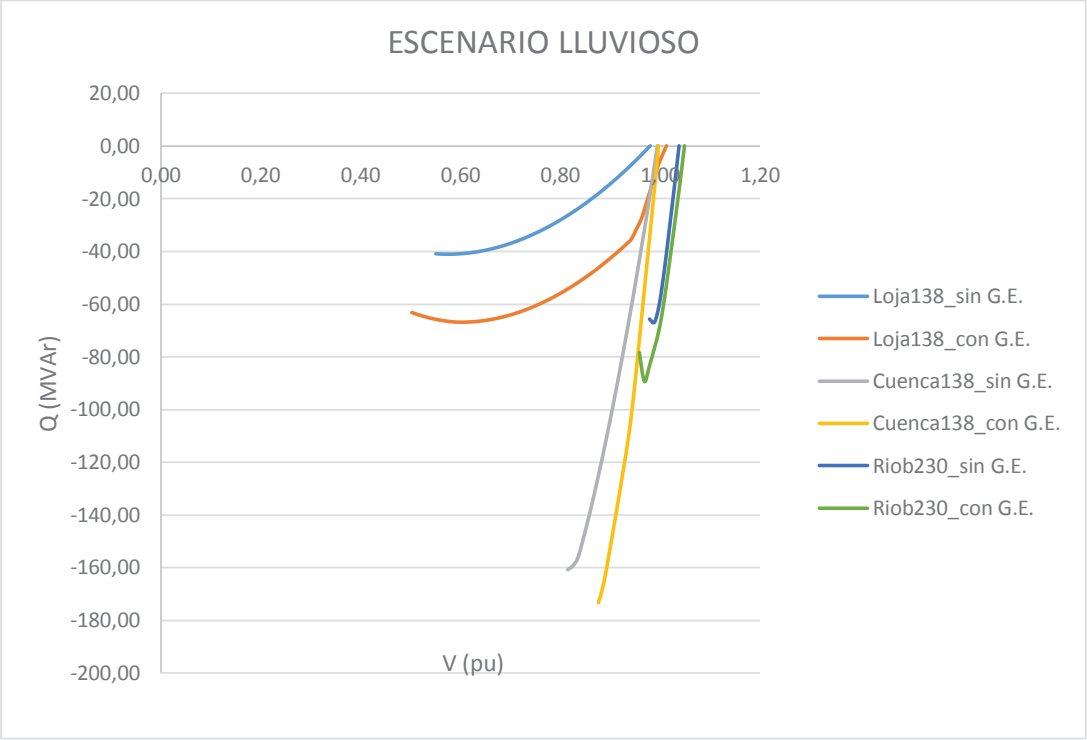

Figura A2.3 Curvas QV demanda media, zona sur, escenario hidrológico lluvioso.

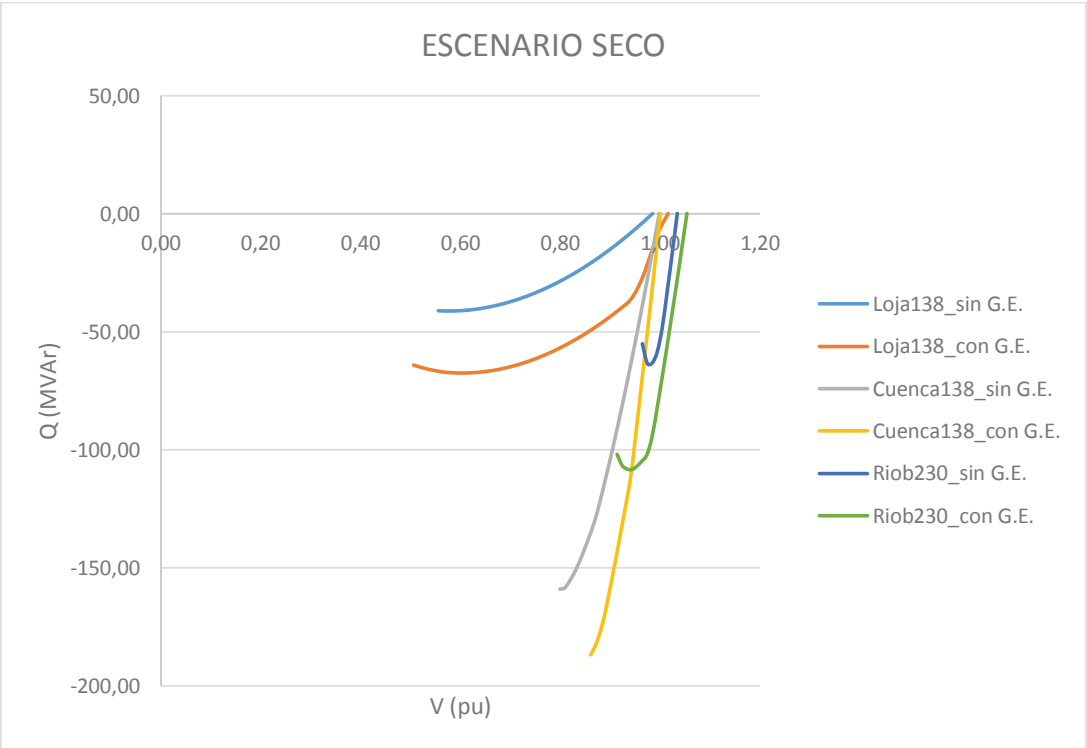

Figura A2.4 Curvas QV demanda media, zona sur, escenario hidrológico seco.

GRÁFICAS, CURVAS QV, DEMANDA MÁXIMA

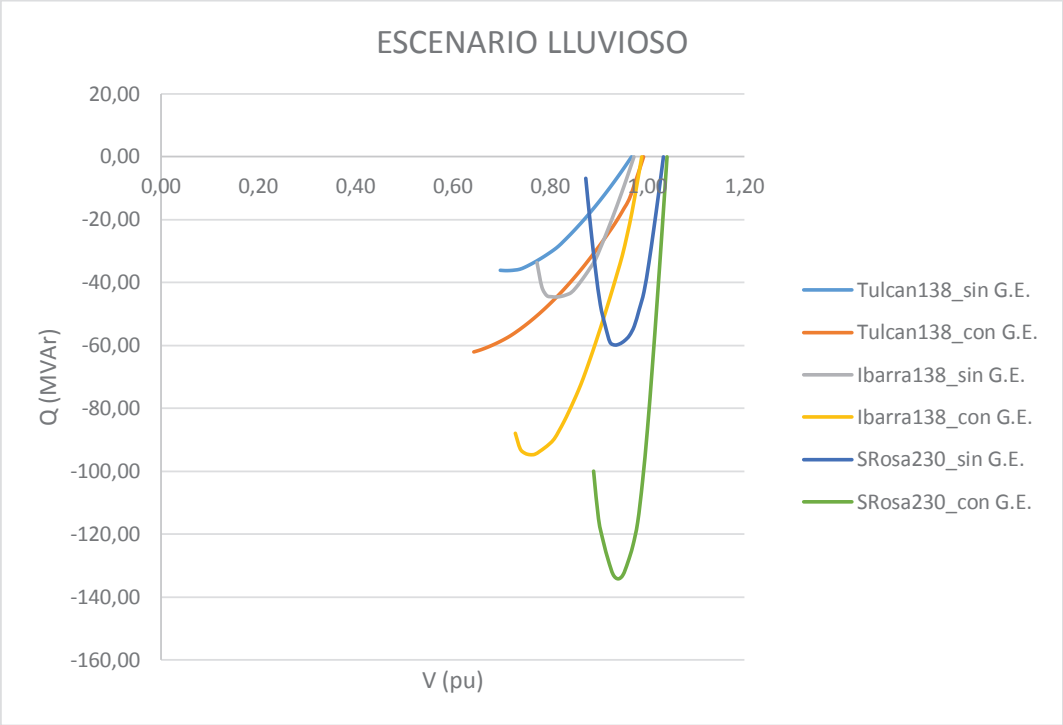

Figura A2.5 Curvas QV demanda máxima, zona norte, escenario hidrológico lluvioso.

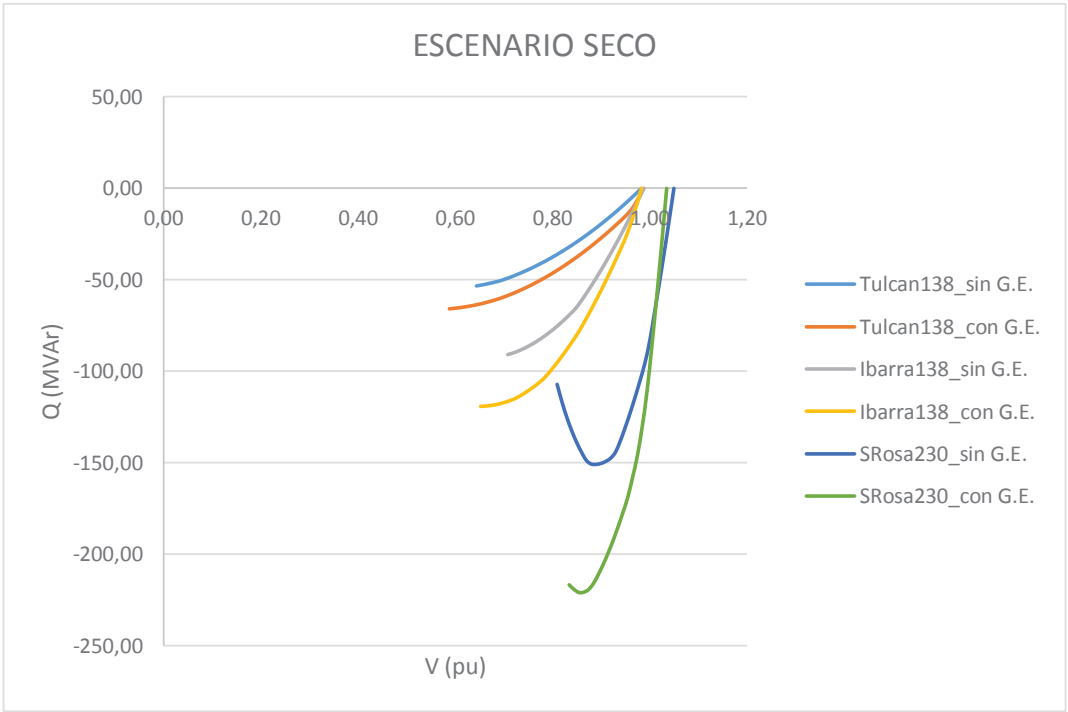

Figura A2.6 Curvas QV demanda máxima, zona norte, escenario hidrológico seco.

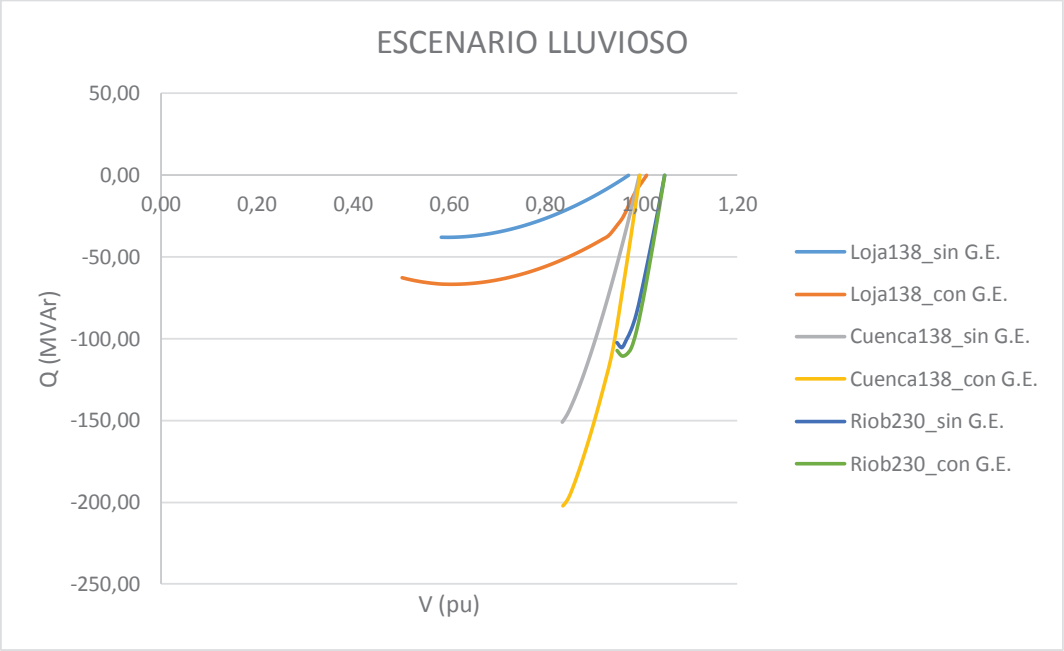

Figura A2.7 Curvas QV demanda máxima, zona sur, escenario hidrológico lluvioso.

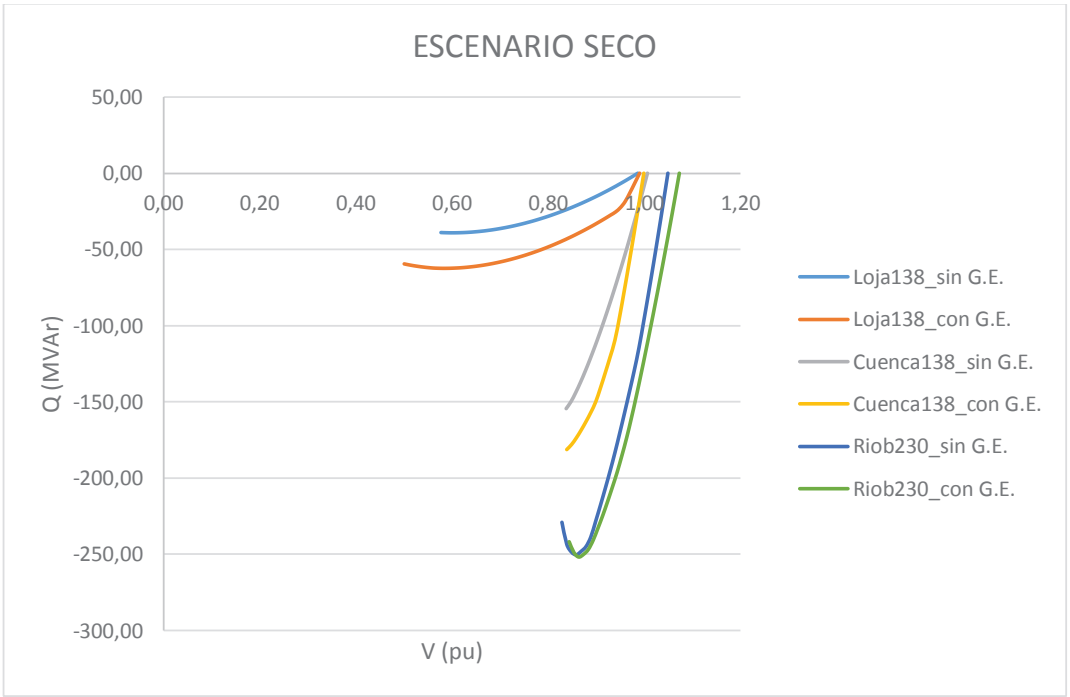

Figura A2.8 Curvas QV demanda máxima, zona sur, escenario hidrológico seco.

ANEXO 3

GRÁFICAS DE SENSIBILIDAD, DEMANDA MEDIA

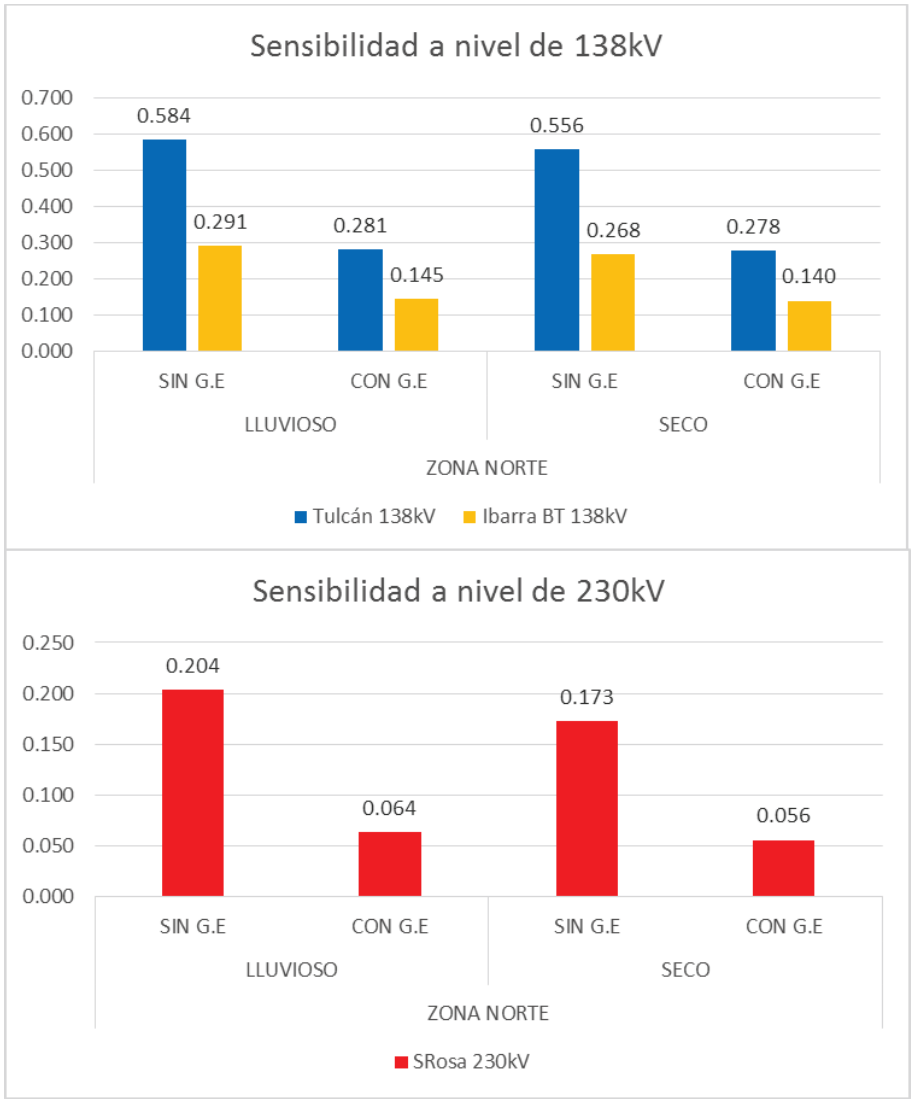

Figura A3.1 Sensibilidad en kV/MVAr a 138 kV y 230 kV, zona norte, demanda media.

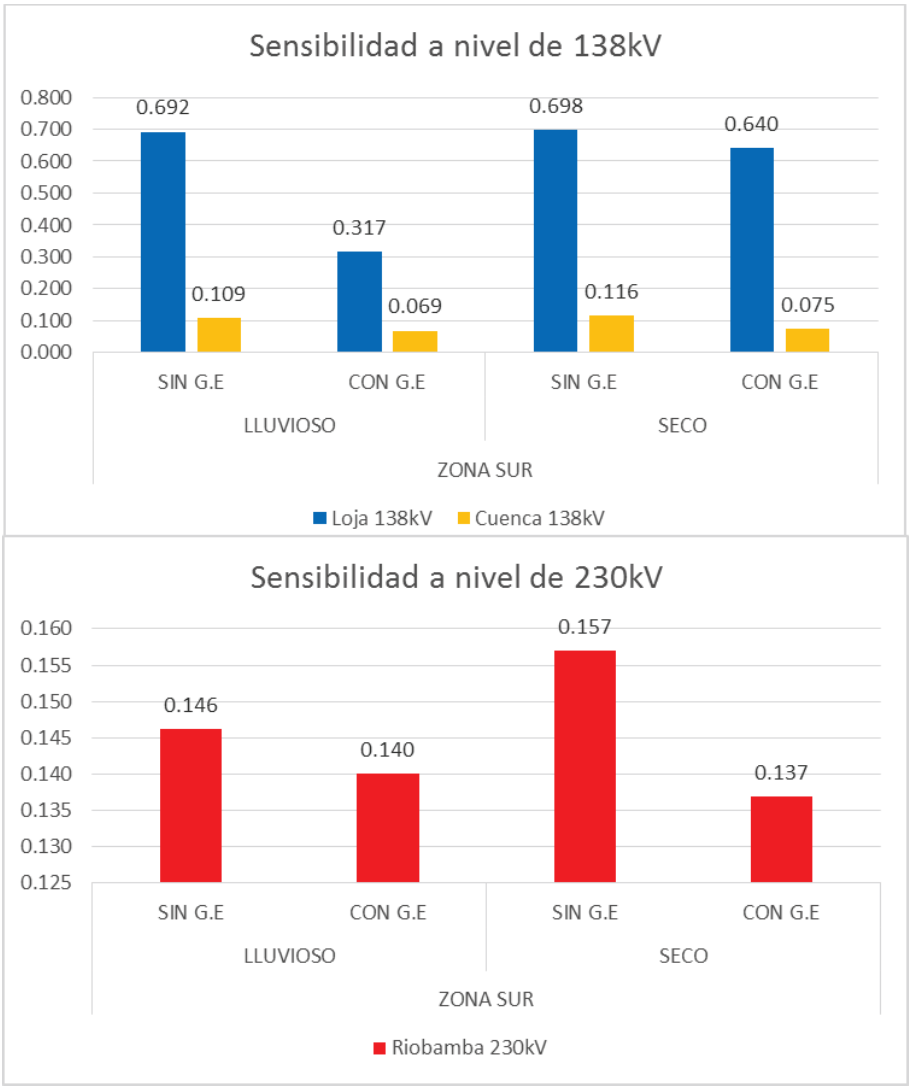

Figura A3.2 Sensibilidad en kV/MVAr a 138 kV y 230 kV, zona sur, demanda media.

GRÁFICAS DE SENSIBILIDAD, DEMANDA MÁXIMA

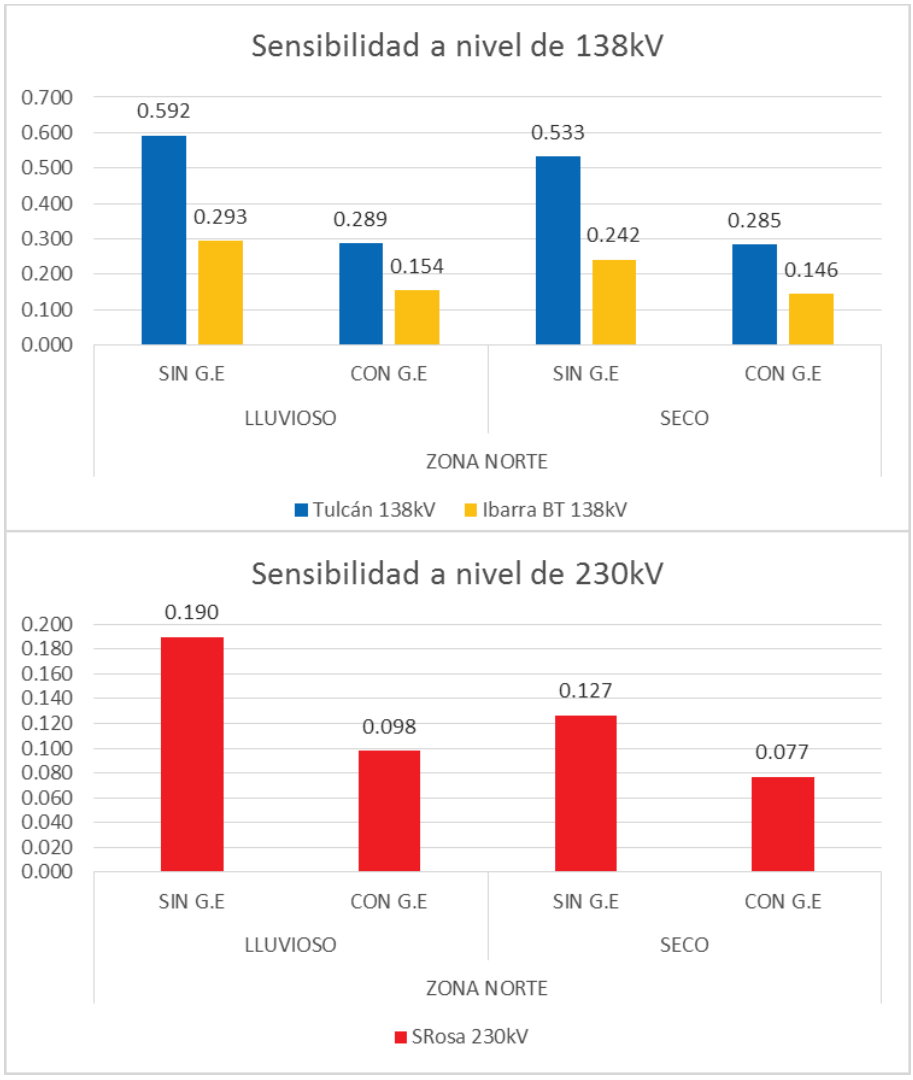

Figura A3.3 Sensibilidad en kV/MVAr a 138 kV y 230 kV, zona norte, demanda máxima.

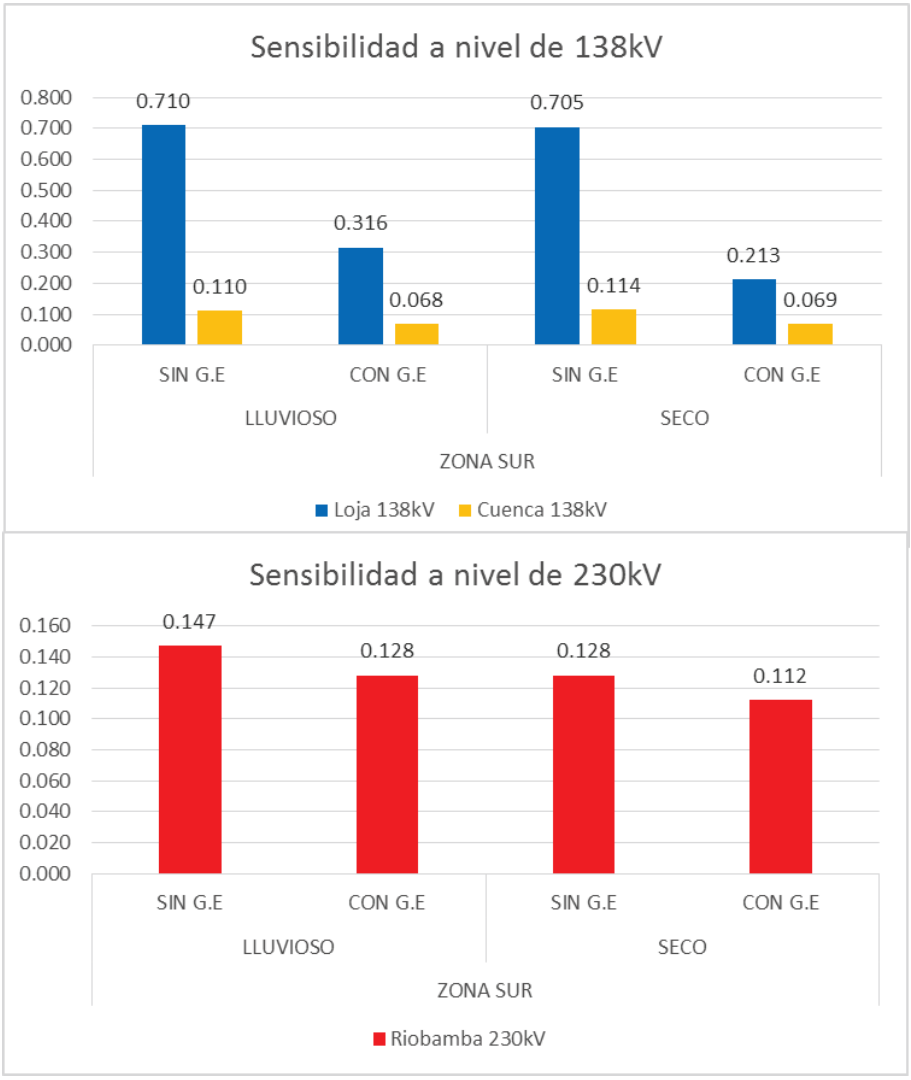

Figura A3.4 Sensibilidad en kV/MVAr a 138 kV y 230 kV, zona sur, demanda máxima.

ANEXO 4

GRÁFICAS ANÁLISIS DINÁMICO DE VOLTAJE PARA EL PARQUE EÓLICO MALCHINGUI

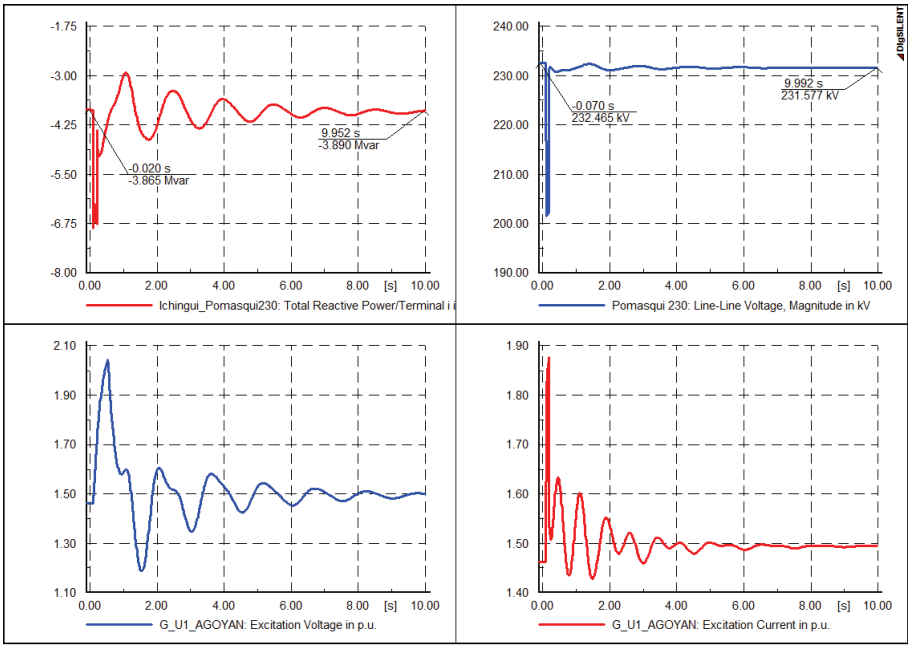

Figura A4.1 Parque eólico Malchingui, demanda media, escenario lluvioso, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión Pomasqui 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Agoyan.

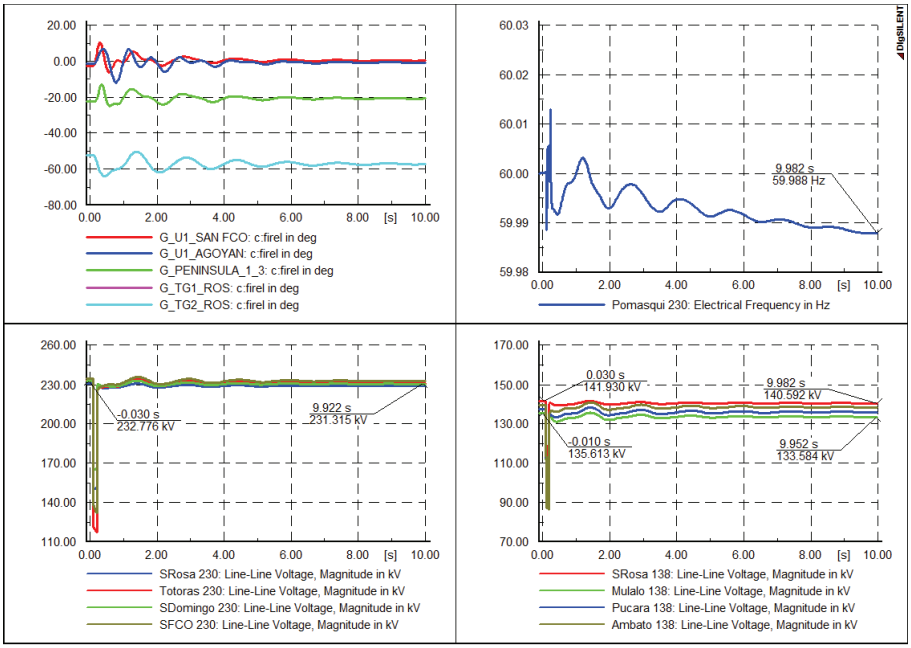

Figura A4.2 Parque eólico Malchingui, demanda media, escenario lluvioso, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV.

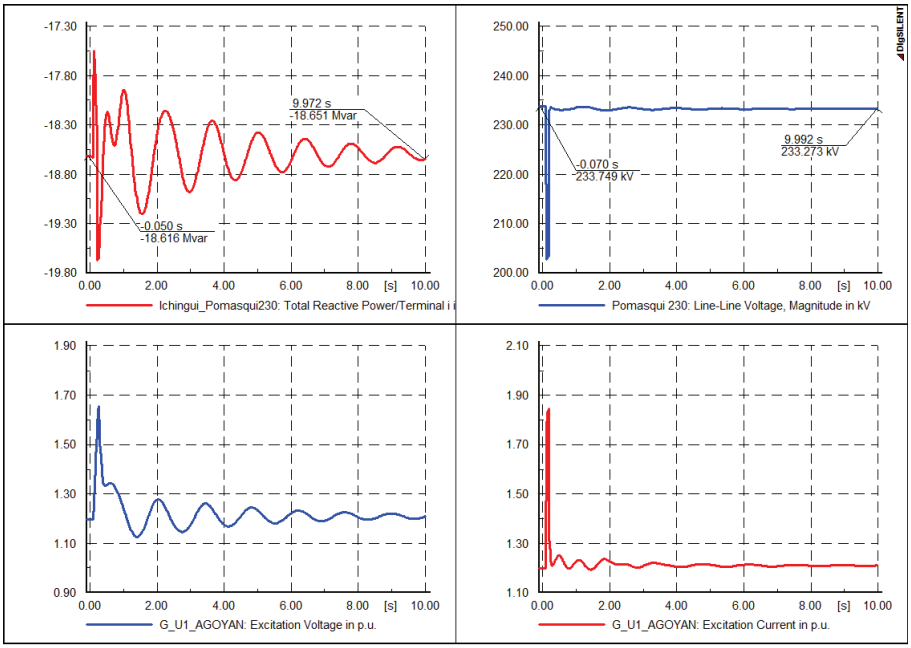

Figura A4.3 Parque eólico Malchingui, demanda media, escenario seco, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión Pomasqui 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Agoyan.

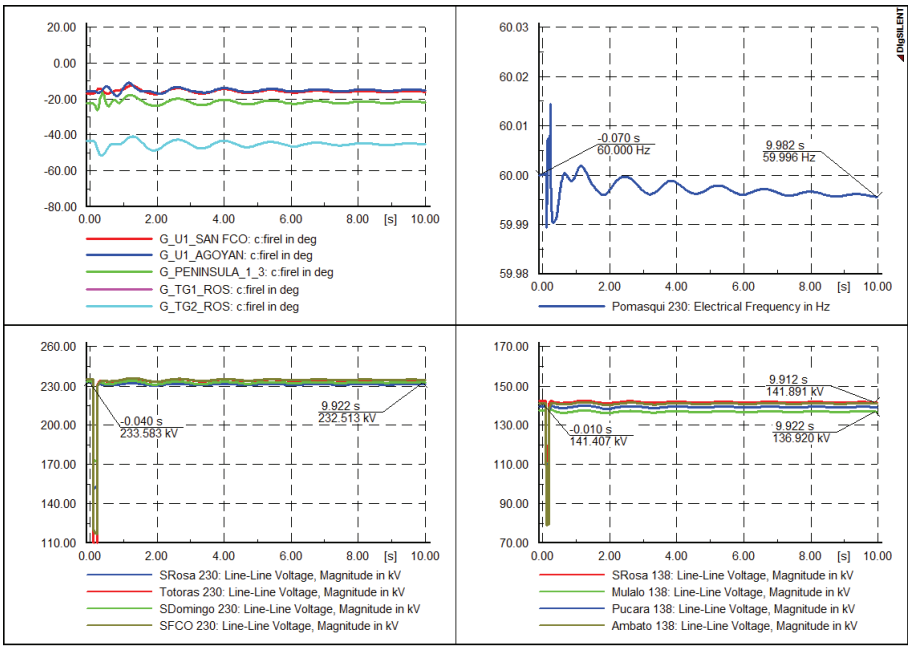

Figura A4.4 Parque eólico Malchingui, demanda media, escenario seco, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV.

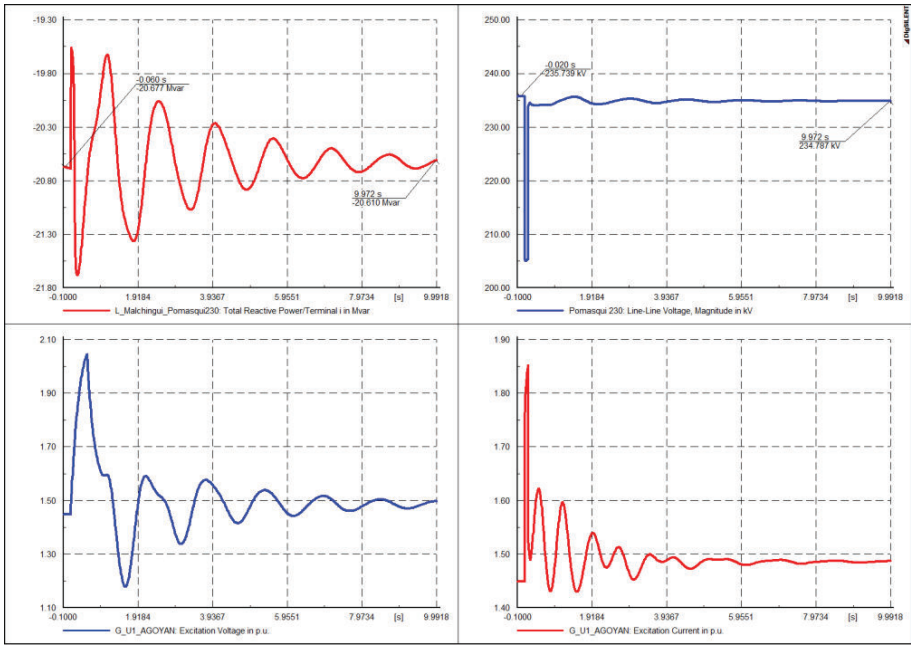

Figura A4.5 Parque eólico Malchingui, demanda máxima, escenario lluvioso, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión Pomasqui 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Agoyan.

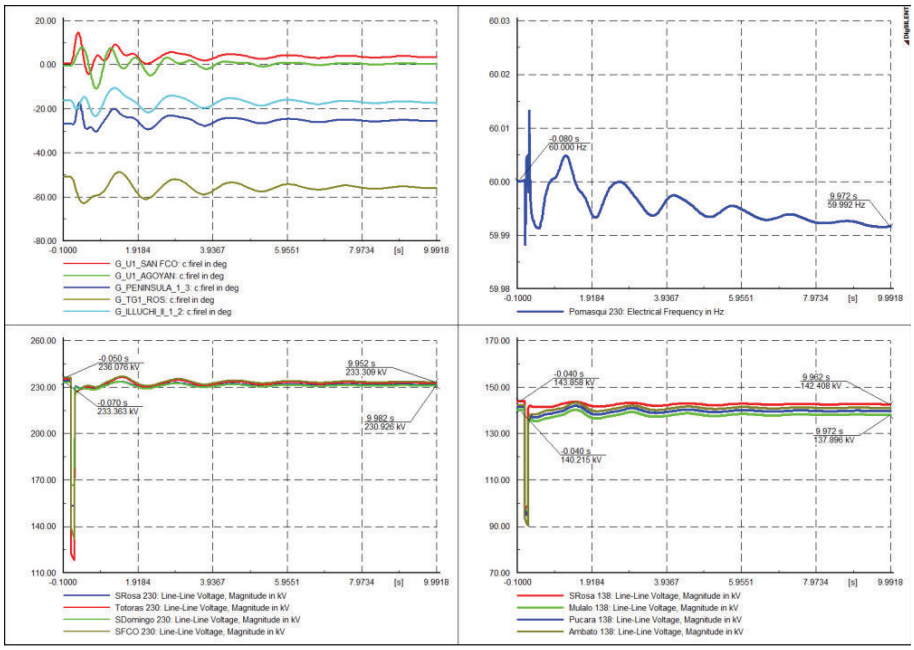

Figura A4.6 Parque eólico Malchingui, demanda máxima, escenario lluvioso, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV.

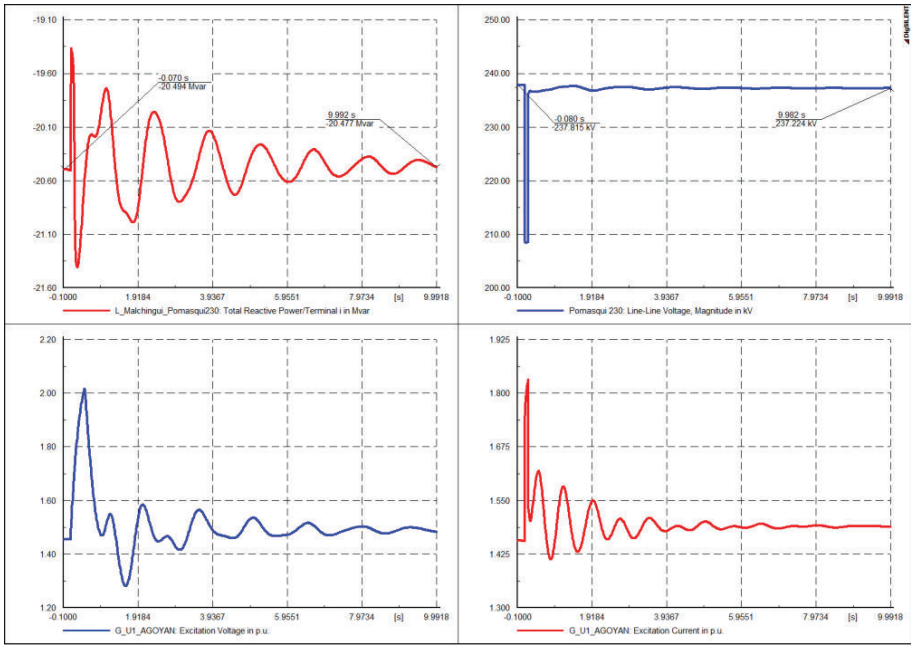

Figura A4.7 Parque eólico Malchingui, demanda máxima, escenario seco, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión Pomasqui 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Agoyan.

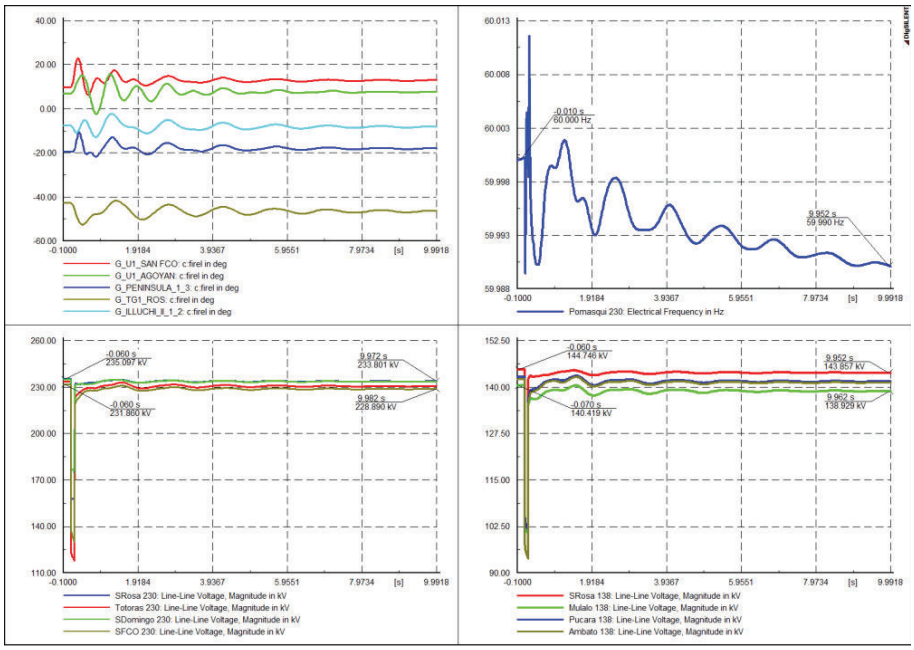

Figura A4.8 Parque eólico Malchingui, demanda máxima, escenario lluvioso, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV.

GRÁFICAS ANÁLISIS DINÁMICO DE VOLTAJE PARA EL PARQUE EÓLICO CHIMBORAZO

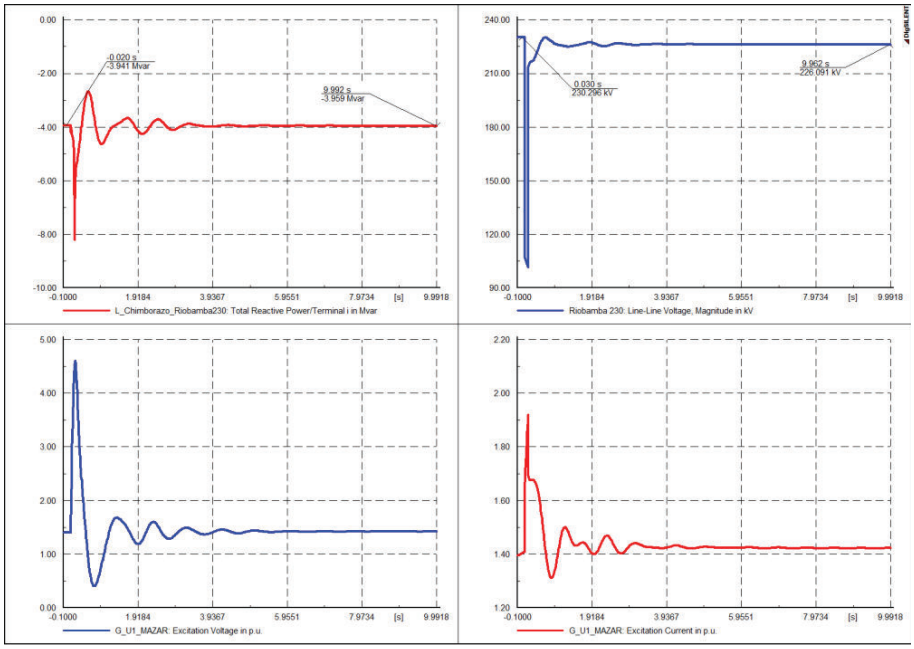

Figura A4.9 Parque eólico Chimborazo, demanda mínima, escenario lluvioso, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión Riobamba 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Mazar.

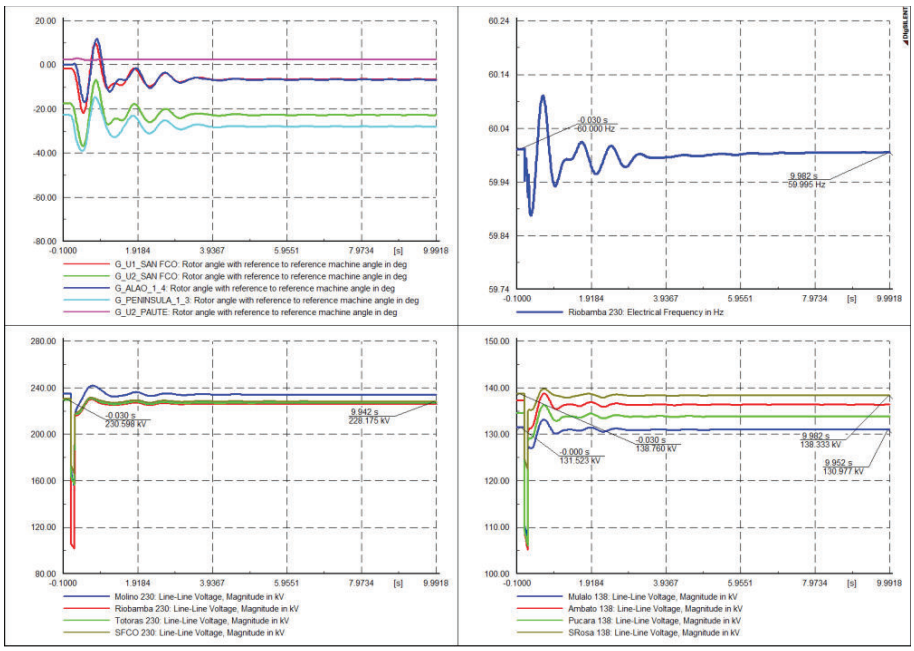

Figura A4.10 Parque eólico Chimborazo, demanda mínima, escenario lluvioso, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV.

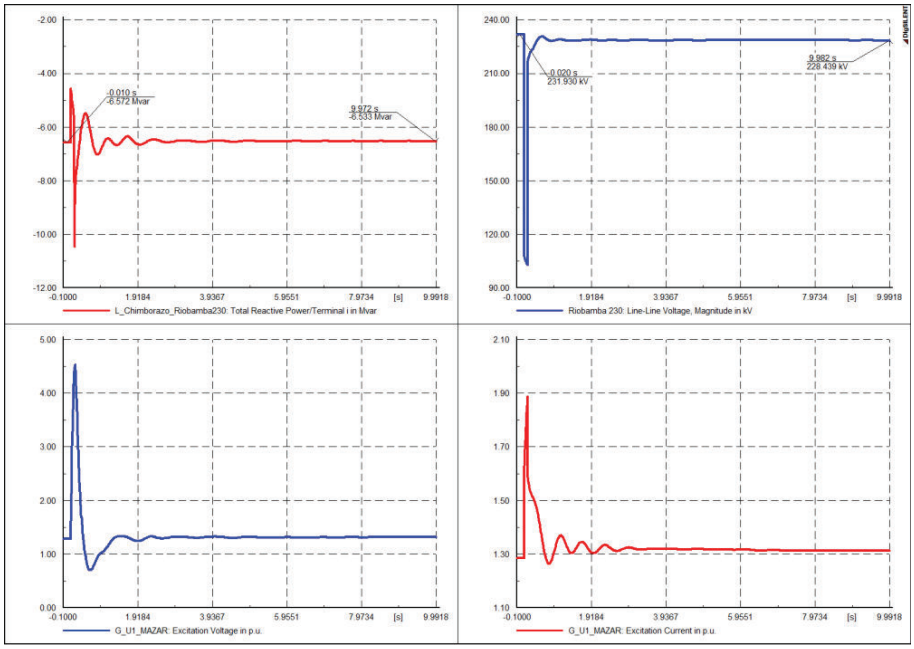

Figura A4.11 Parque eólico Chimborazo, demanda mínima, escenario seco, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión Riobamba 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Mazar.

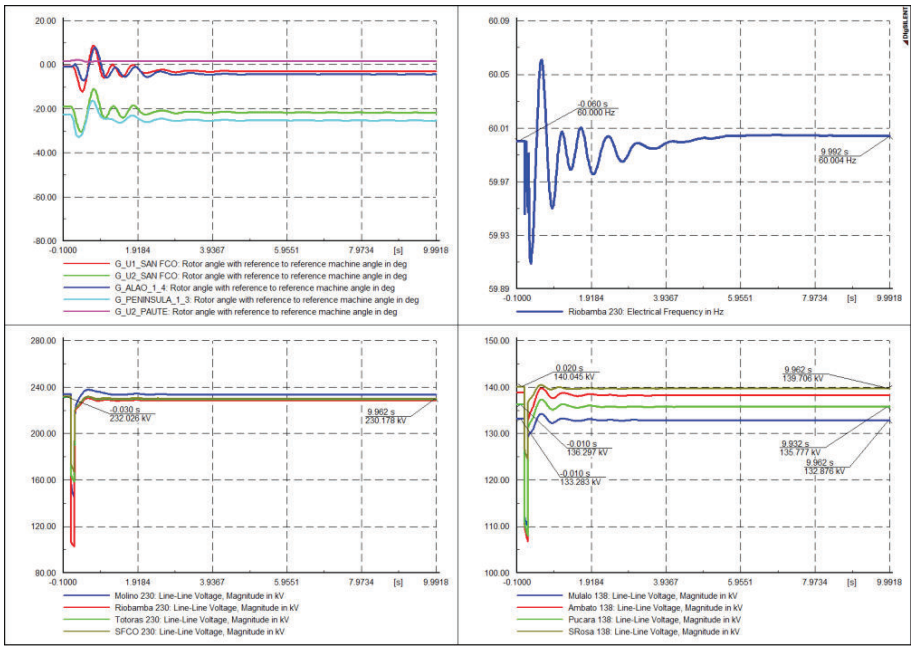

Figura A4.12 Parque eólico Chimborazo, demanda mínima, escenario seco, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV.

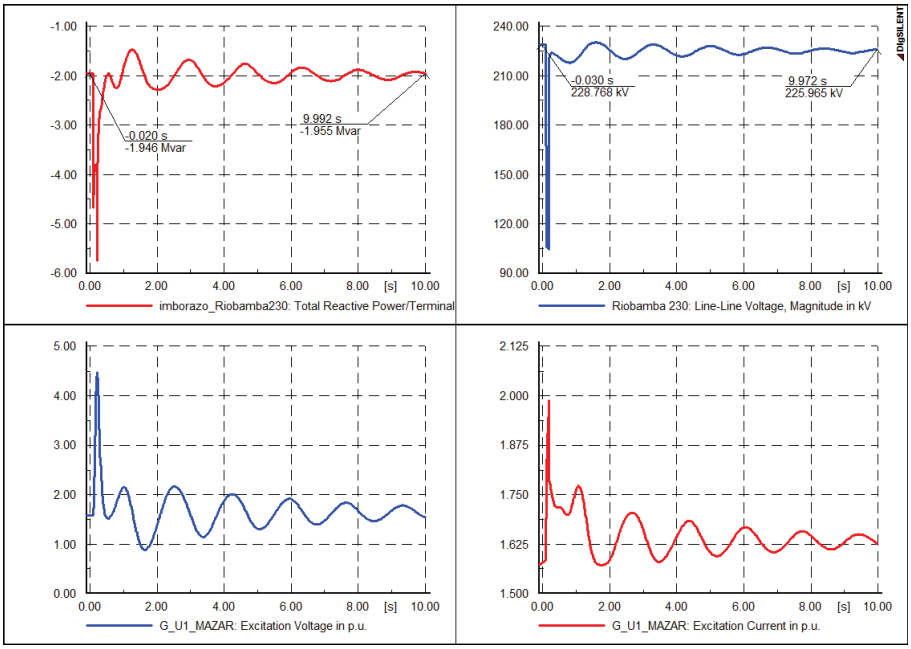

Figura A4.13 Parque eólico Chimborazo, demanda media, escenario lluvioso, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión Riobamba 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Mazar.

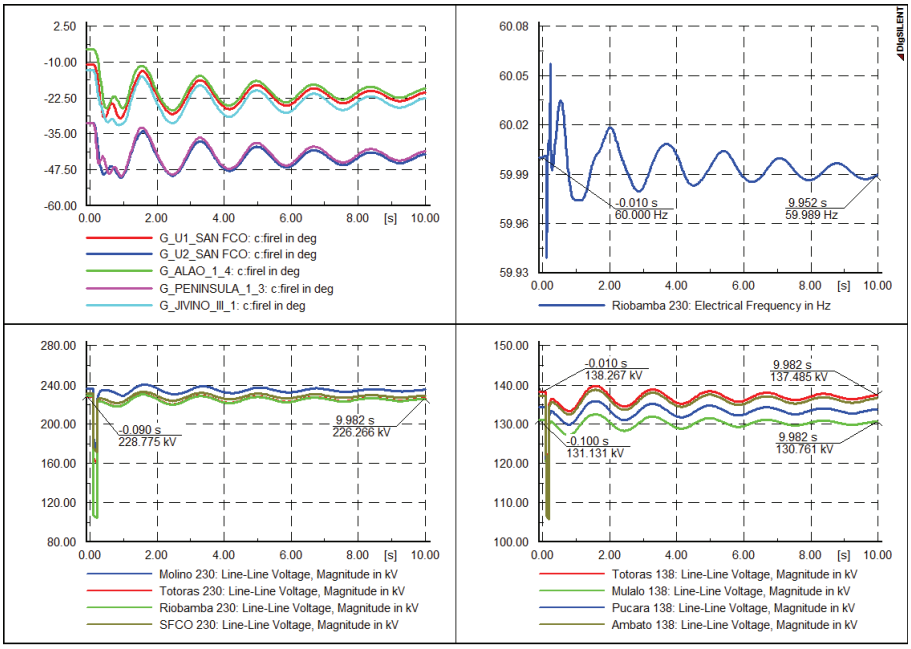

Figura A4.14 Parque eólico Chimborazo, demanda media, escenario lluvioso, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV.

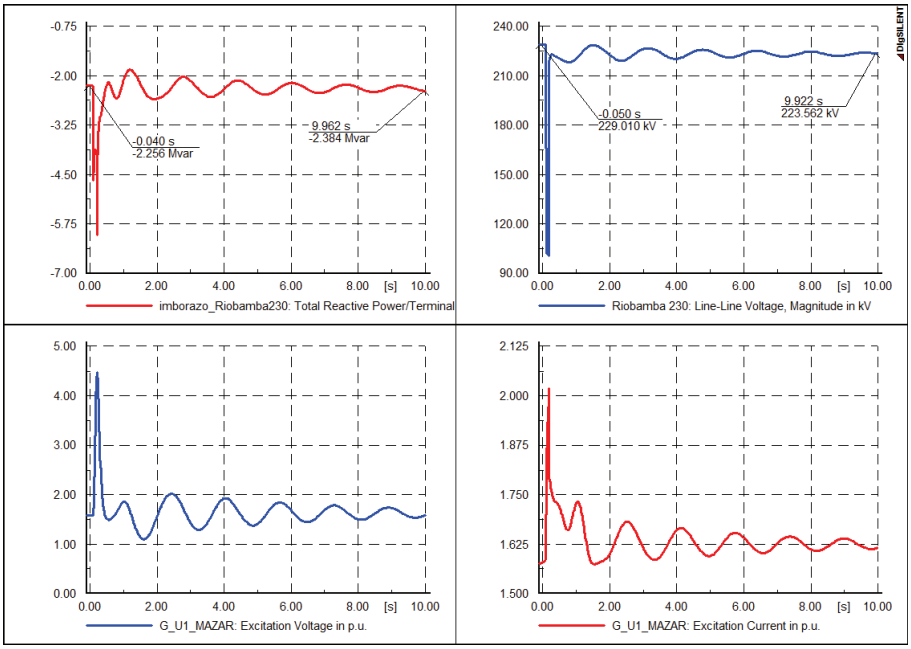

Figura A4.15 Parque eólico Chimborazo, demanda media, escenario seco, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión Riobamba 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Mazar.

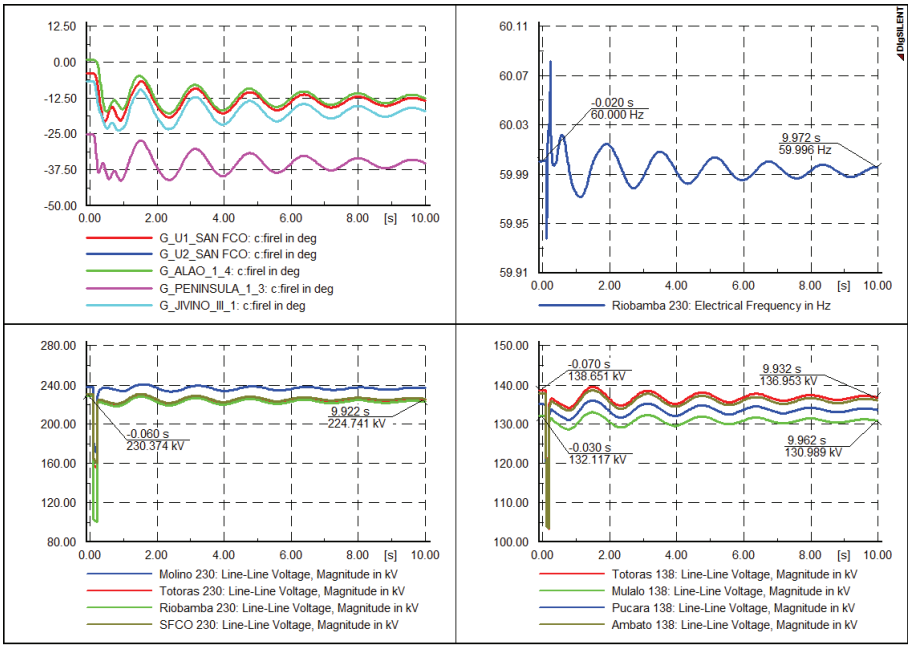

Figura A4.16 Parque eólico Chimborazo, demanda media, escenario seco, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV.

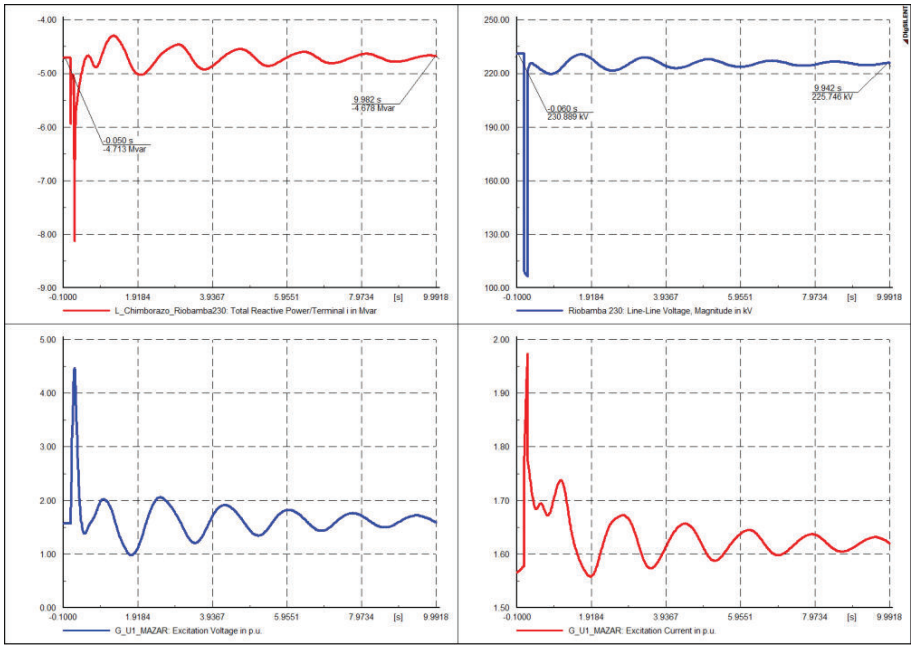

Figura A4.17 Parque eólico Chimborazo, demanda máxima, escenario lluvioso, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión Riobamba 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Mazar.

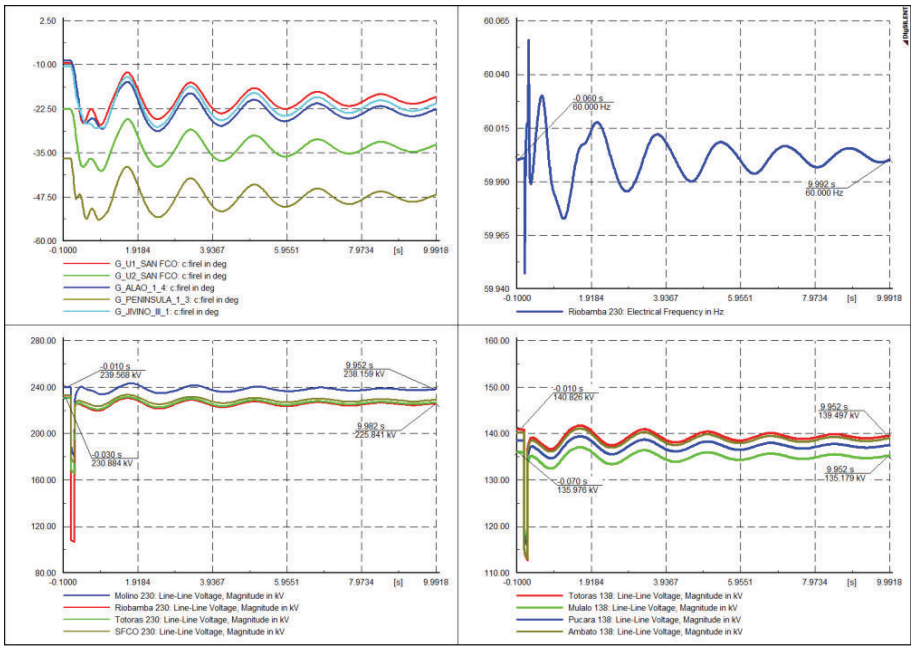

Figura A4.18 Parque eólico Chimborazo, demanda máxima, escenario lluvioso, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV.

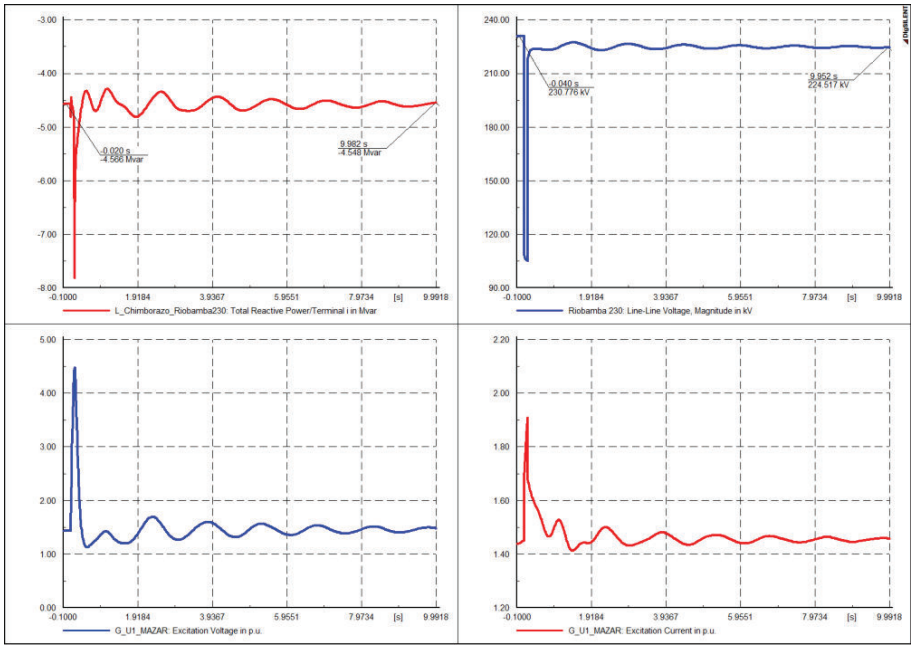

Figura A4.19 Parque eólico Chimborazo, demanda máxima, escenario seco, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión Riobamba 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Mazar.

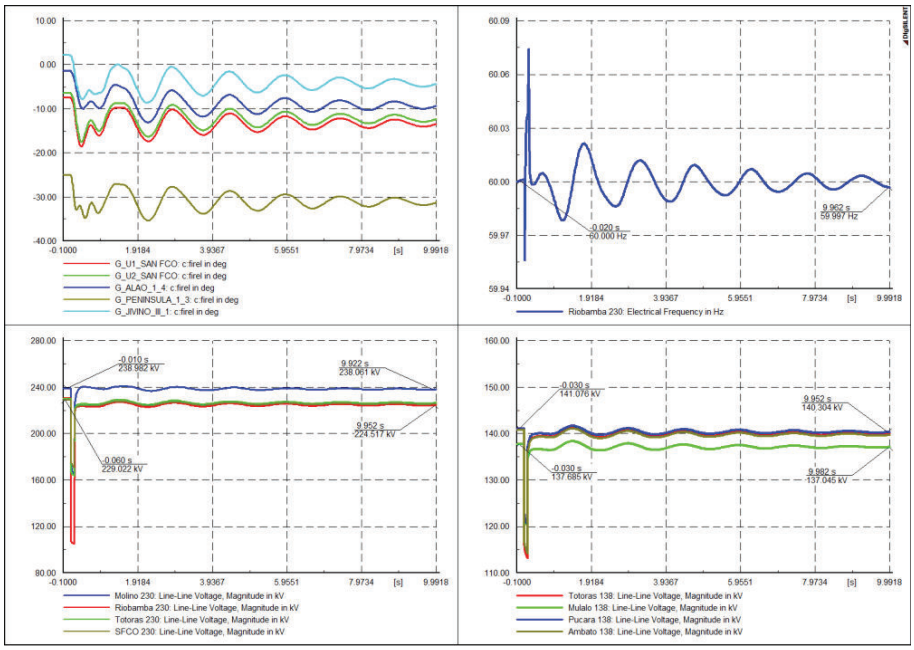

Figura A4.20 Parque eólico Chimborazo, demanda máxima, escenario seco, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV.

GRÁFICAS ANÁLISIS DINÁMICO DE VOLTAJE PARA EL PARQUE EÓLICO HUASCACHACA

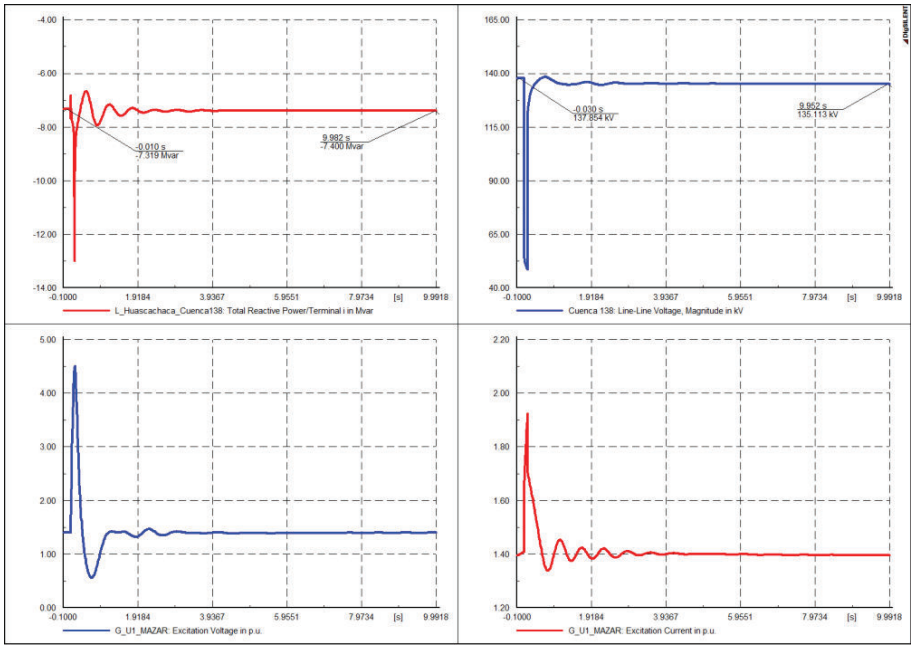

Figura A4.21 Parque eólico Huascachaca, demanda mínima, escenario lluvioso, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión Riobamba 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Mazar.

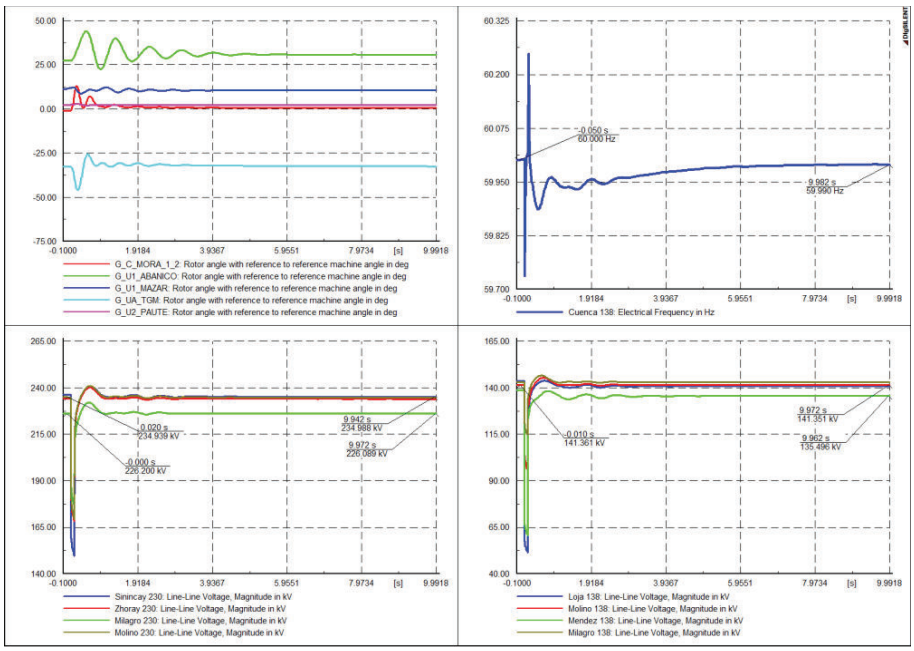

Figura A4.22 Parque eólico Huascachaca, demanda mínima, escenario lluvioso, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV.

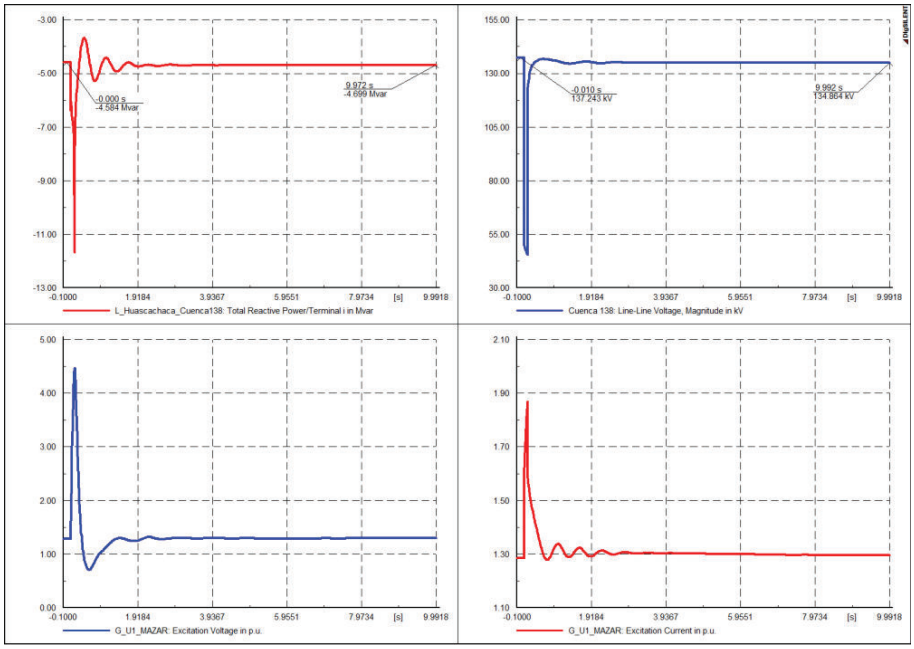

Figura A4.23 Parque eólico Huascachaca, demanda mínima, escenario seco, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión Riobamba 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Mazar.

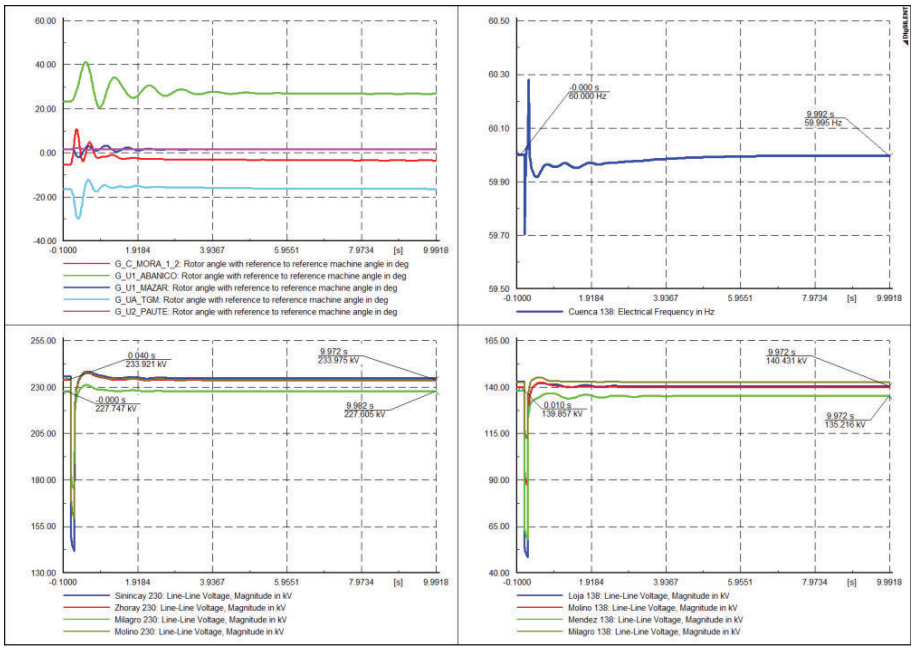

Figura A4.24 Parque eólico Huascachaca, demanda mínima, escenario seco, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV.

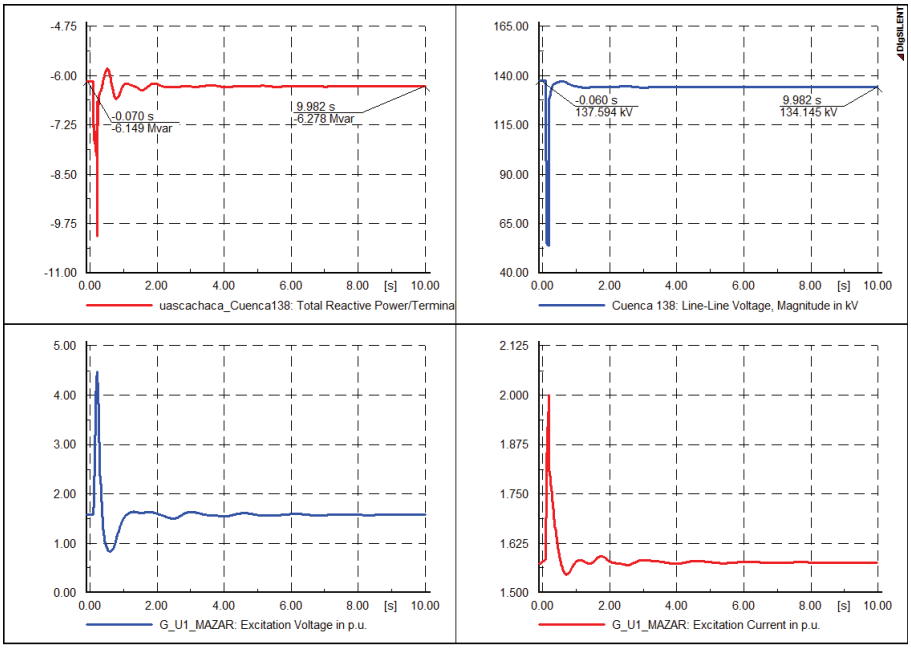

Figura A4.25 Parque eólico Huascachaca, demanda media, escenario lluvioso, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión Riobamba 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Mazar.

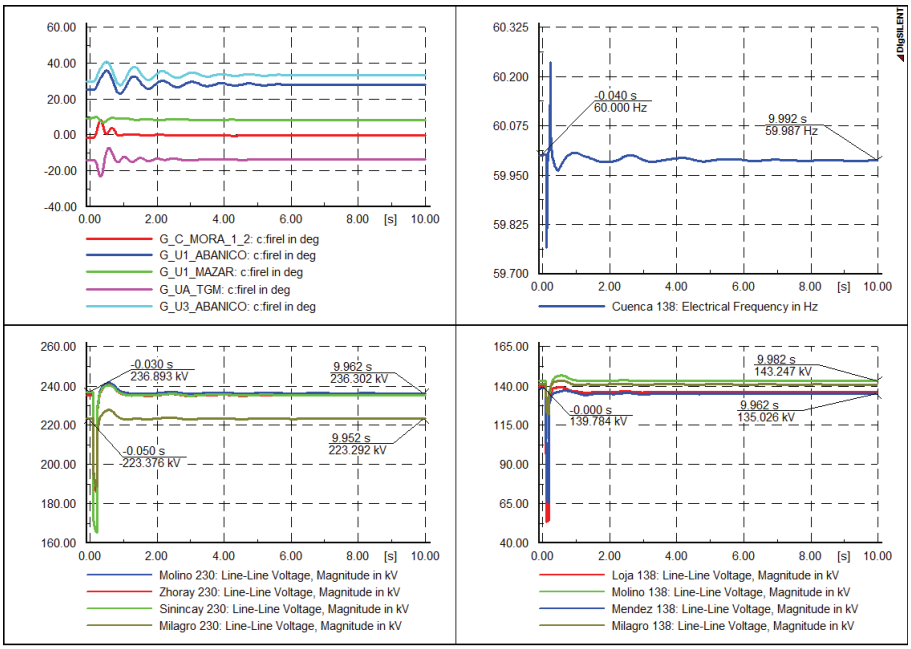

Figura A4.26 Parque eólico Huascachaca, demanda media, escenario lluvioso, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV.

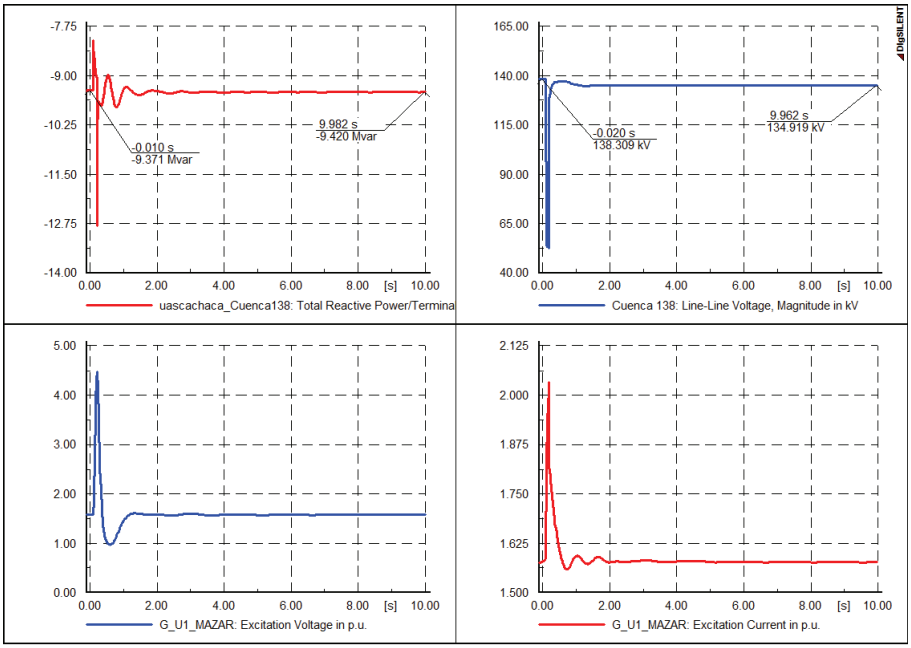

Figura A4.27 Parque eólico Huascachaca, demanda media, escenario seco, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión Riobamba 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Mazar.

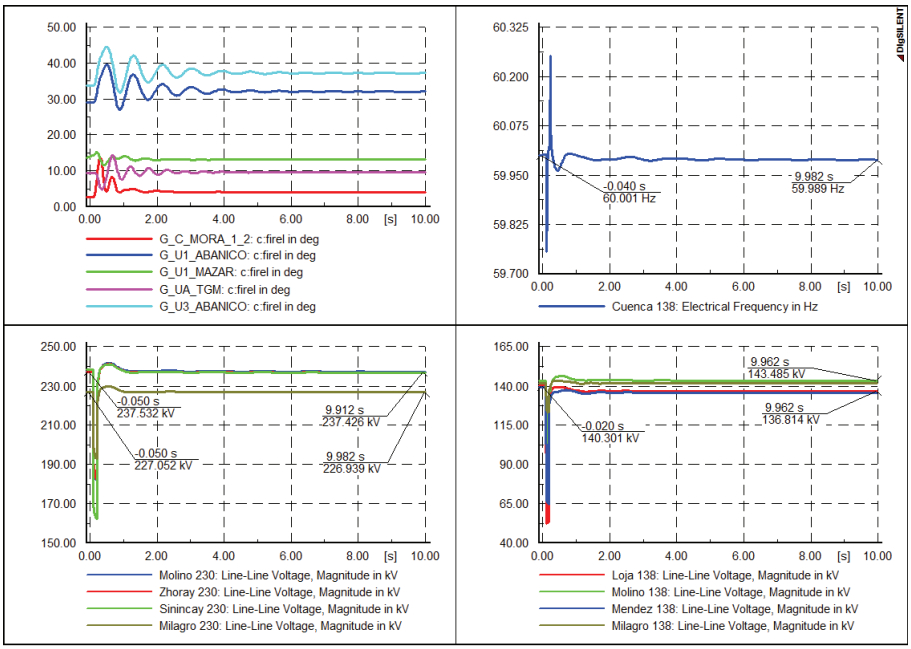

Figura A4.28 Parque eólico Huascachaca, demanda media, escenario seco, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV.

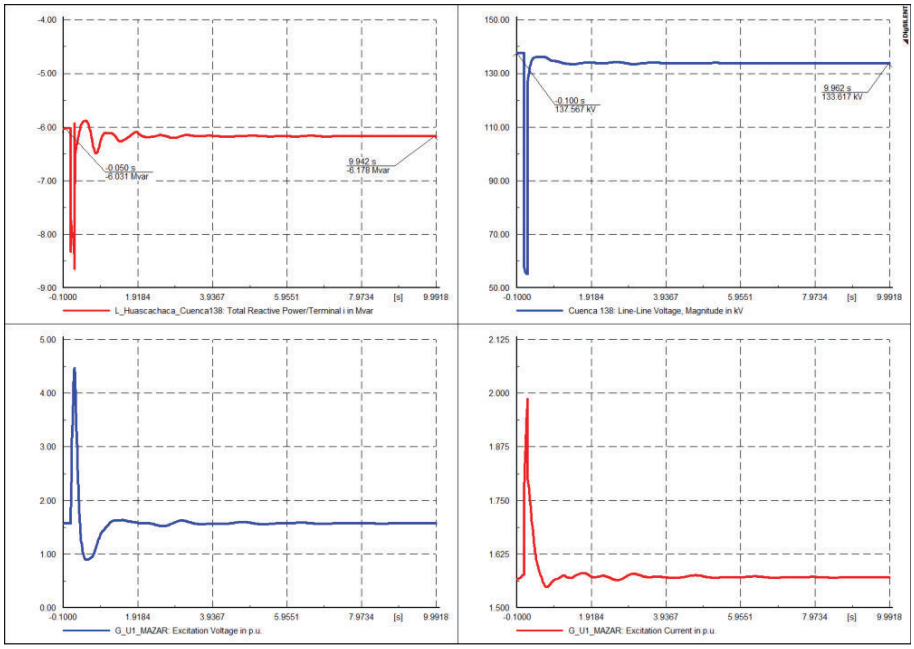

Figura A4.29 Parque eólico Huascachaca, demanda maxima, escenario lluvioso, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión Riobamba 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Mazar.

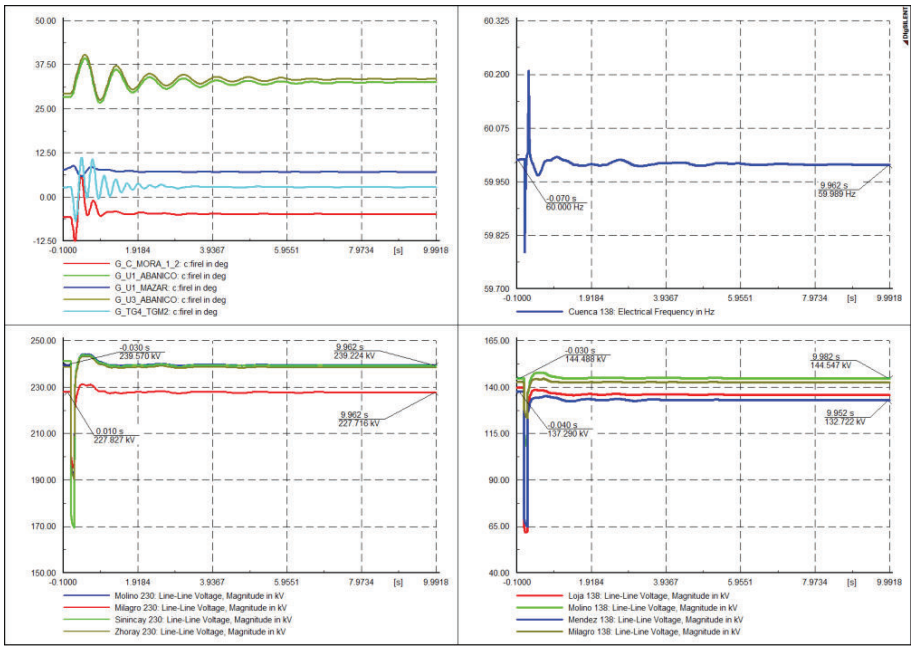

Figura A4.30 Parque eólico Huascachaca, demanda máxima, escenario lluvioso, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV.

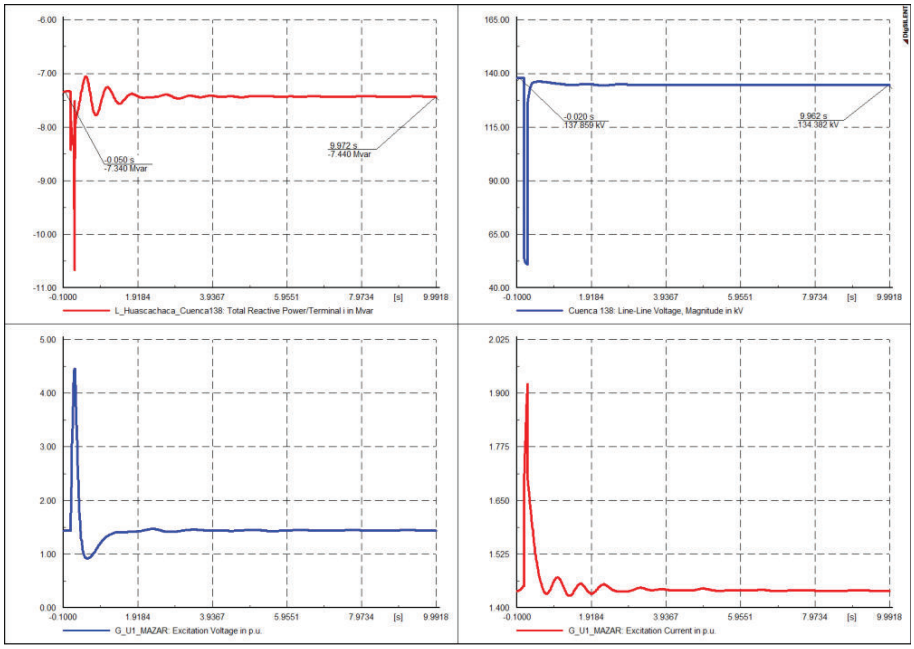

Figura A4.31 Parque eólico Huascachaca, demanda máxima, escenario seco, potencia reactiva en la línea colectora del parque eólico, voltaje en el nodo de conexión Riobamba 230 kV, voltaje y corriente de excitación del regulador de velocidad de G_U1_Mazar.

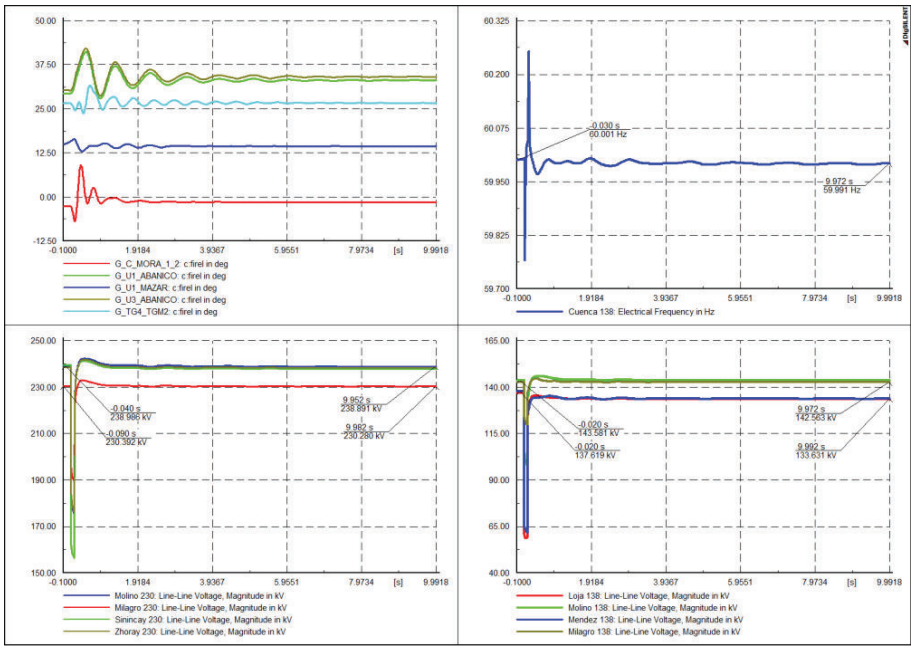

Figura A4.32 Parque eólico Huascachaca, demanda máxima, escenario seco, ángulo de rotores, frecuencia y voltajes de 230 kV y 138 kV.

ANEXO 5

GRÁFICAS DE FRECUENCIA ANTE LA INSERCIÓN EÓLICA

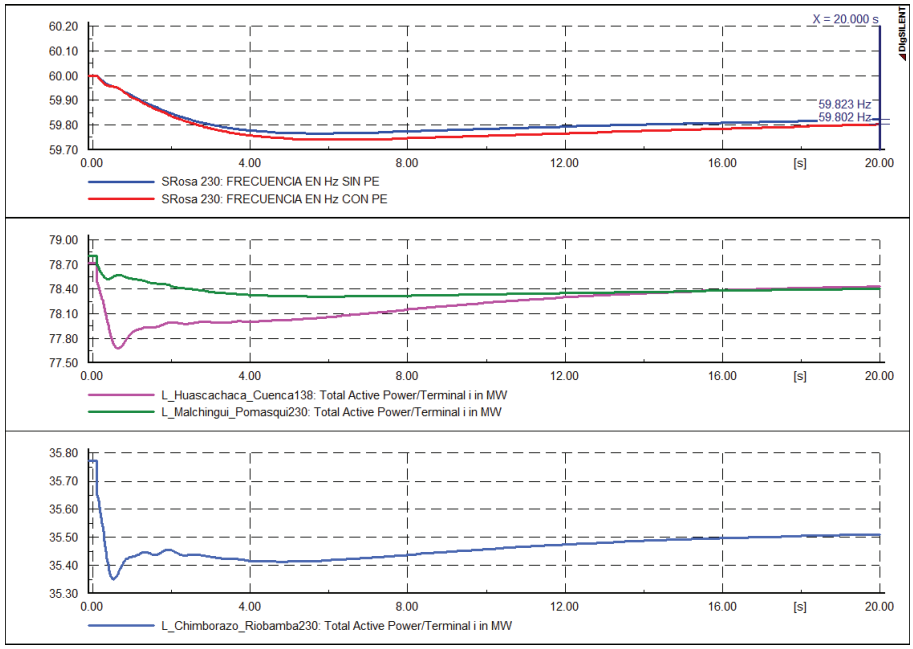

Figura A5.1 Escenario lluvioso, demanda media, frecuencia y potencia activa.

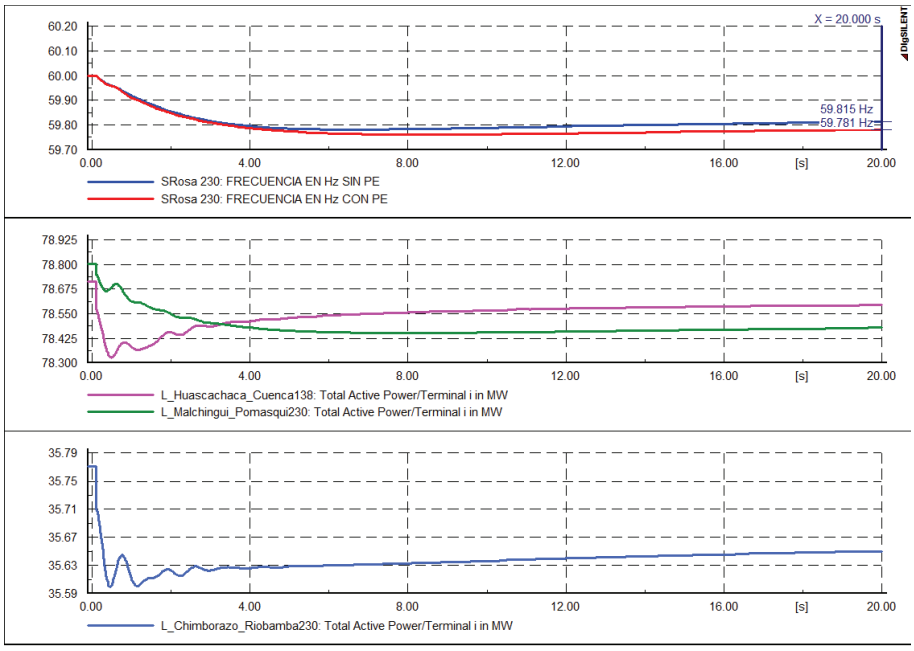

Figura A5.2 Escenario seco, demanda media, frecuencia y potencia activa.

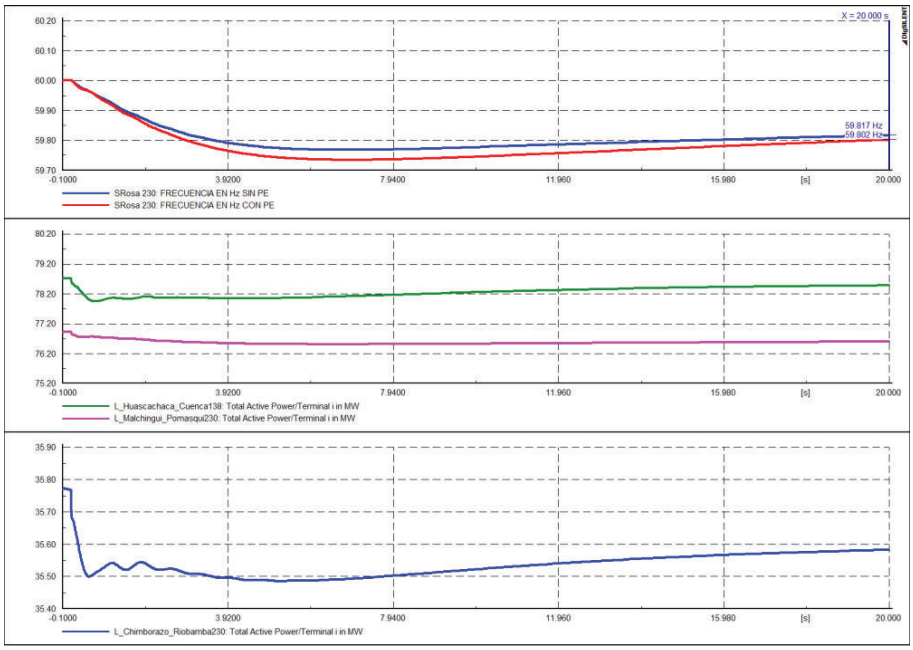

Figura A5.3 Escenario lluvioso, demanda máxima, frecuencia y potencia activa.

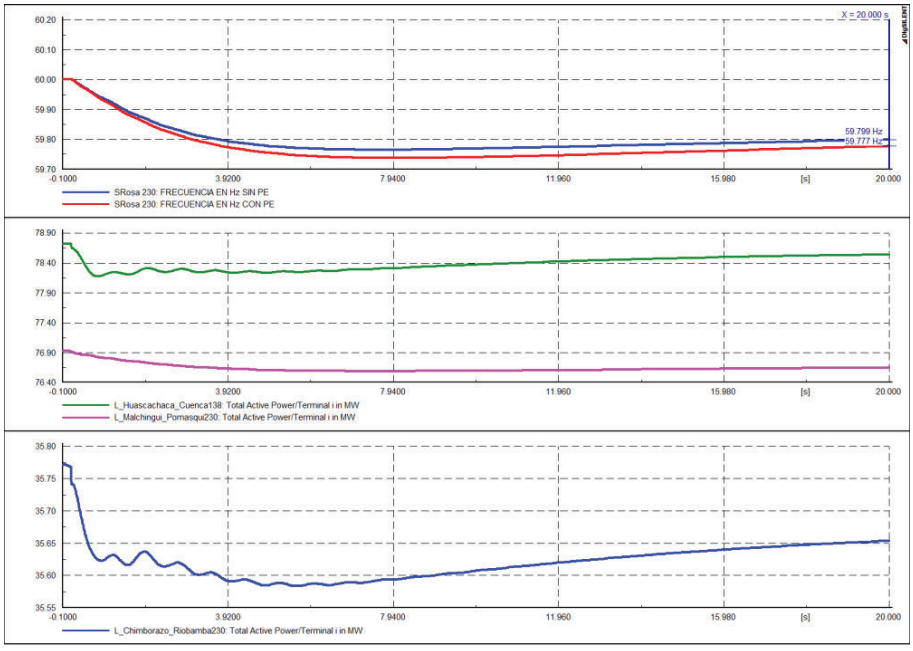

Figura A5.4 Escenario seco, demanda máxima, frecuencia y potencia activa.