

Máxima Capacidad de Generación Eólica a ser Instalada en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano

Andagoya D*.; Gallardo C.*; Salazar G.**; Arcos H.**

*Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, Ecuador
e-mail: dnl_a21@hotmail.com; carlos.gallardo@epn.edu.ec; gsalazaryopez@gmail.com

Resumen: El siguiente trabajo muestra un estudio detallado para determinar la máxima capacidad eólica permitida en el sistema eléctrico ecuatoriano, para garantizar una operación segura del sistema. Se determinan 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. Además de estos índices se toma en cuenta los sitios con gran potencial eólico recomendados en estudios del INECEL y en el mapa eólico publicado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable publicado en el 2013. Con la determinación de todos los Parques Eólicos a instalarse en el sistema para efectos del presente estudio, así como sus respectivas potencias, se procede con el análisis operativo del sistema antes y después de la incorporación de los Parques Eólicos para poder determinar los efectos producidos en la red.

Palabras clave: Parque Eólico, Índice de Fluctuación de Voltaje, Grado de Penetración Eólica, Aerogenerador de Inducción, Aerogenerador de Inducción Doblemente Alimentado, Generador Síncrono con Impulso Directo.

Abstract: The following work shows a detailed study to determine the maximum wind penetration in the Ecuadorian Power Electrical System assuring the safe operation of the system. By determinate the powers of the wind farms, we use two indices that limit this kind of generation in the system, the first is known as Voltage Fluctuation Index (IPV) is recommended by the IEEE Standard 141, 1993 and the second index known as wind Penetration Grade (GP) recommended by countries with high experience in the wind power system such as Spain, Denmark and Germany. In addition to these indices, we take into consideration the sites with wind potential recommended by INECEL studies and the wind map published by the Ministry of Electricity and Renewable Energy in 2013. With the determination of all wind farms to be installed in the system for the purposes of this study, and their respective powers, to proceed with the operational analysis system before and after the addition of wind farms in order to determine the effects on network.

Keywords: Wind Farm, Voltage Fluctuation Index, Penetration Grade, Wind Turbine Induction, Doubly Fed Induction Generator, Synchronous Generator with Direct Impulse.

1. INTRODUCCIÓN

Organismos gubernamentales han realizado estudios en el potencial eólico en el país. En estos estudios se ha determinado sitios candidatos con un alto potencial eólico para fines energéticos, sin embargo la integración al sistema de fuentes de energías renovables como la eólica, puede cambiar de manera significativa las condiciones operativas del sistema eléctrico.

El incremento de este tipo de generación puede modificar ciertos parámetros del sistema como la calidad del suministro, niveles de voltaje, niveles de cortocircuito, topología de la red, etc. Estos cambios pueden ser más representativos en aquellas zonas en las que se tiene un

soporte de voltaje débil, o en aquellas zonas que se encuentran aisladas del resto del sistema. Por tal razón es necesario un estudio detallado de los efectos producidos por este tipo de generación de energía en la red, con fines de

determinar la máxima potencia de generación eólica permitida en el sistema eléctrico ecuatoriano.

El presente estudio se ha enfocado en los Escenarios de Mínima, Media, y Máxima Demanda del sistema eléctrico ecuatoriano, considerando como base los despachos económicos realizados en el año (2013).

En el estudio se considera la inyección de potencia proveniente de la generación eólica sobre las subestaciones candidatas del sistema nacional interconectado, tratando que

en lo posible la potencia aportada tenga factor de potencia 1 pu, esto es, sólo aporta potencia activa al sistema.

2. CARACTERÍSTICAS DE LAS DIVERSAS TECNOLOGÍAS DE AEROGENERADORES E IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DE PARQUES EÓLICOS.

2.1 Tecnologías de Aerogeneradores.

Las tecnologías de aerogeneradores se las puede clasificar en dos grupos importantes que son los aerogeneradores de velocidad fija y los aerogeneradores de velocidad variable [1] [2].

Los aerogeneradores de velocidad fija son utilizados conectados directamente a la red, mientras que los de velocidad variable se conectan a la red mediante un sistema de convertidores electrónicos basados en electrónica de potencia.

2.1.1 Generador de inducción de Velocidad Constante.

Esta tecnología utiliza una máquina del tipo asíncrona con rotor en jaula de ardilla, por lo cual el rango de variación de la velocidad es casi nulo (inferior del 2% de la velocidad nominal) [2] [3] [4].

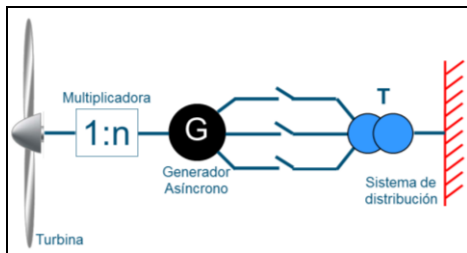


Figura 2.1.1: Componentes y disposición en un aerogenerador de inducción (SCIG)

Principales Ventajas

- Tecnología robusta, simple y conocida, relativamente económica
- No se requiere ninguna conexión eléctrica entre el rotor y el sistema fijo

Principales desventajas

- No se puede controlar la velocidad por lo que esta solo puede variar en un rango muy estrecho
- No se puede realizar ningún proceso de optimización aerodinámica,
- Esta tecnología requiere de una caja de engranajes (multiplicadora).
- Este tipo de aerogenerador no proporciona un soporte de voltaje a la red, ya que este se presenta a la red como una carga inductiva, cuyo valor no puede ser controlado.
- Las variaciones de la velocidad del viento se transmiten directamente a la cupla electromecánica [3].

2.1.2 Generador de inducción doblemente alimentado

En este tipo de aerogenerador el estator se encuentra constituido de la misma manera que en el caso anterior (generador de inducción), sin embargo el rotor en este caso ya no es de jaula de ardilla, este está conformado por tres arrollamientos que se conectan al sistema de potencia a través de un convertidor electrónico tipo IGBT (“Insulated Gate Bipolar Transistor”) [2] [3] [4].

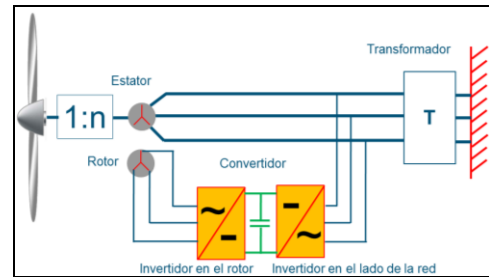


Figura 2.1.2: Componentes y disposición en un aerogenerador de inducción doblemente alimentado (DFIG)

Principales Ventajas

- La velocidad puede ser variable dentro de un rango relativamente suficiente y aceptable.
- Permiten tener un control independiente de la potencia activa y reactiva que se entrega al sistema.
- Se puede ajustar la velocidad del rotor en función de la velocidad del viento
- Se puede disponer de cierto apoyo de voltaje hacia la red
- Se puede controlar el flujo de potencia entre el rotor y el estator

Principales Desventajas

- Esta tecnología también necesita una caja multiplicadora
- Se requiere una conexión eléctrica entre un sistema giratorio y uno fijo para el control de potencia en el rotor por medio del convertidor
- El convertidor electrónico de potencia es muy sensible a las sobrecorrientes, por lo que se le puede considerar un elemento frágil [3].

2.1.3 Generador Síncrono con Impulso Directo (Direct-drive).

La configuración básica de este tipo de aerogenerador consiste en una máquina sincrónica multipolos conectada a la red a través de un convertidor electrónico. Este sistema es llamado de transmisión directa debido a la eliminación de la caja multiplicadora. Toda la potencia generada tiene que pasar por el convertidor por lo cual este debe ser de un gran capacidad de potencia, por esta característica este tipo de aerogenerador también es llamado Full Converter [2] [3].

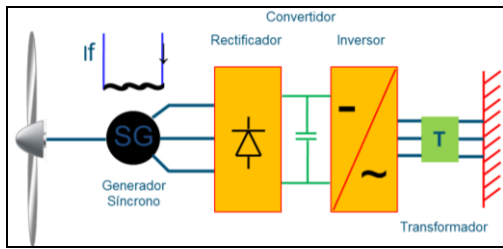


Figura 2.1.3: Componentes y disposición en un aerogenerador síncrono impulsado directamente (SG)

Principales ventajas

- Se elimina la caja de engranajes (multiplicadora)
- Esta tecnología cuenta con un convertidor electrónico para toda la potencia generada por el aerogenerador
- Mantiene constante el par electromagnético por lo que las fluctuaciones del viento son absorbidas por la velocidad del rotor.
- Mejora la eficiencia aerodinámica

Principales desventajas

- El convertidor electrónico es de gran potencia
- Las pérdidas de potencia en el convertidor electrónico es la mayor de todos los casos mencionados [2]

2.2. Implementación del modelo de parque eólico.

El modelado del Parque Eólico constituye la representación del parque dentro de un programa computacional, que permite realizar las simulaciones necesarias para la determinación de los diversos parámetros que son objeto de este estudio.

2.2.1 Representación de los parques con red equivalente

El primer modelo estudiado a continuación es aquella representación mediante una red equivalente que aporta la inyección de potencia activa necesaria con intercambio nulo de potencia reactiva, además de que esta red equivalente no contribuye a los niveles de cortocircuito y no presenta una inercia que modifique la inercia de todo el sistema [2][3].

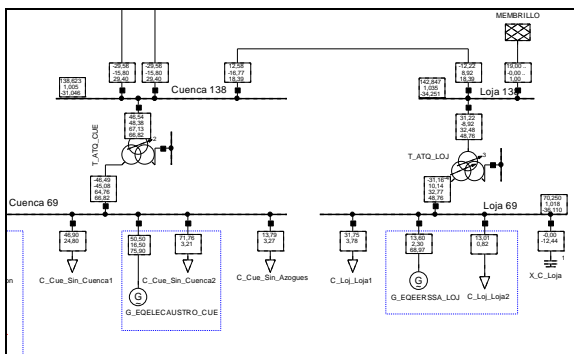


Figura 2.2.1: Representación con red equivalente del Parque Eólico Membrillo conectado a la subestación Loja 138kV

Para estudios de flujos de carga este modelo fue el más utilizado antes de que el programa computacional DigSilent presente dentro de sus librerías un modelo de generador eólico, el cual representa de mejor manera a este tipo de generadores.

2.2.2 Implementación del generador de inducción doblemente alimentado (DFIG)

El modelo DFIG consiste en una máquina de inducción y un convertidor electrónico con dos terminales, uno conectado a la red externa y otro conectado al rotor del generador [3] [5].

Un esquema más conceptual del modelo es el siguiente reportado en la Fig. 2.2.2.

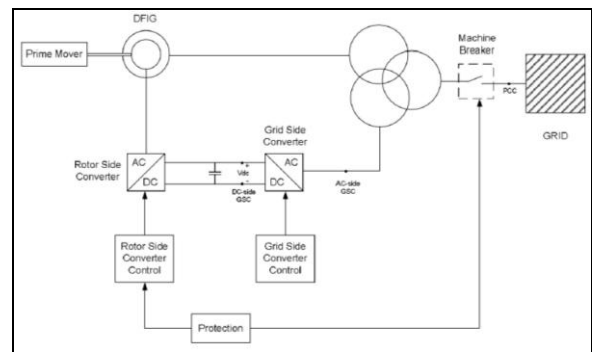


Figura 2.2.2: Esquema a bloques de los principales componentes en el modelo del generador DFIG para DigSILENT Power Factory

La Fig. 2.2.3 representa el parque eólico Villonaco modelado mediante un modelo tipo DFIG.

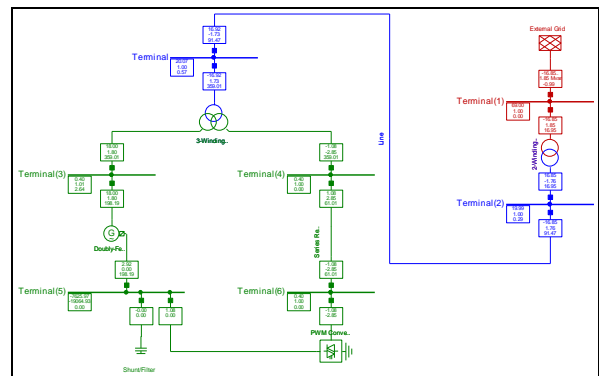


Figura 2.2.3: Esquema unifilar del Parque Eólico Villonaco con Modelo tipo DFIG conectado a una barra infinita.

Con el apareamiento de los modelos en bloques DSL (DigSilent Simulation Language), presentados por las librerías de DigSilent ya no es necesaria la construcción del modelo de aerogenerador como se muestra en la Figura 2.2.3. Para el modelado se construye el parque eólico con el número de aerogeneradores necesarios y se carga el modelo en DSL a cada aerogenerador de la red [5] [6].

Estos modelos en bloques DSL, si bien es cierto no influyen en los análisis en estado estable, son muy necesarios cuando se realizan análisis en estado dinámico como análisis modal y análisis de estabilidad transitoria. Los resultados del estudio dinámico del Sistema Eléctrico Ecuatoriano con la

incorporación de la generación eólica serán presentados en otro documento destinado exclusivamente a este estudio, tomando como base los resultados presentados en el presente documento.

Los bloques en DSL (DigSilent Simulation Language) para este modelo de aerogenerador se muestran en la Figura 2.2.4.

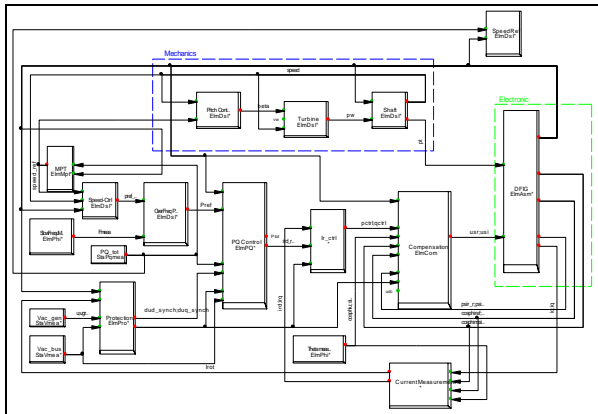


Figura 2.2.4: Bloques DSL para modelado del aerogenerador tipo DFIG en DigSilent.

2.2.3 Implementación del generador síncrono con impulso directo (SG).

El aerogenerador síncrono (SG Direc-Drive) está equipado con un arrollamiento trifásico en el estator. Mientras para el rotor, se encuentran dos posibilidades:

- un arrollamiento de rotor alimentado externamente por una fuente DC;
- un rotor con imanes permanentes;

Este tipo de aerogenerador puede controlar de manera total la producción de potencia activa y reactiva, así como la amplitud y la frecuencia del voltaje independientemente de las características de la red externa [5] [7].

La Fig. 2.2.5 muestra la implementación del Parque Eólico Salinas (Ibarra) conectado a la subestación Ibarra 138kV.

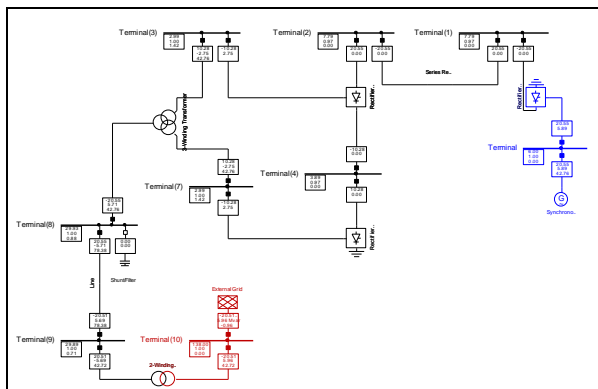


Figura 2.2.5: Esquema unifilar del Parque Eólico Salinas (Ibarra) SG implementado en la S/E Ibarra 138kV

El modelo en bloques DSL del aerogenerador síncrono se muestra en la Figura 2.2.6 [6] [7] [8].

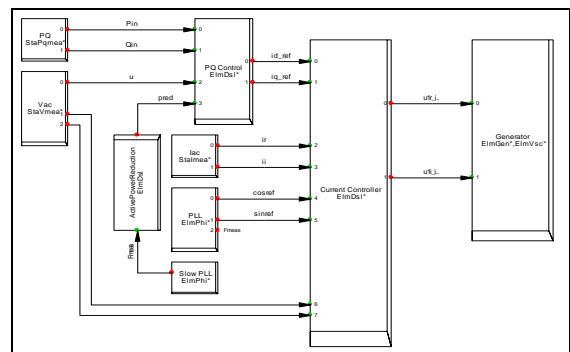


Figura 2.2.6: Bloques DSL para modelado del aerogenerador tipo SG en DigSilent.

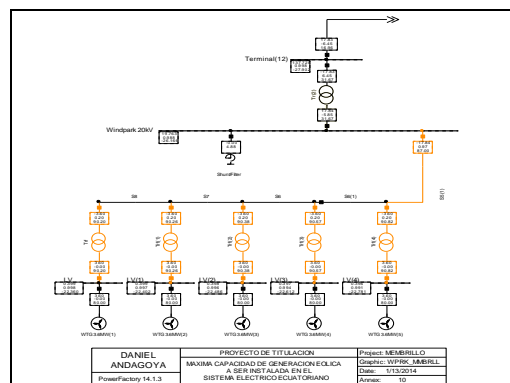


Figura 2.2.7: Parque Eólico Membrillo implementado con aerogeneradores tipo SG en DigSilent.

3. INSERCIÓN DE LA GENERACIÓN EÓLICA EN LA RED.

3.1 Sitios Candidatos y Expectativas de Explotación Eólica en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano.

Los análisis realizados para la evaluación del potencial eólico del sistema se han orientado hacia todas las zonas del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, en base al mapa eólico del Ecuador, los datos proporcionados por el extinto INECEL y según la disponibilidad de las subestaciones seleccionadas como candidatas. Bajo este análisis se presenta la Tabla 3.1:

Tabla 3.1. Lugares con posible Potencial Eólico en función de la disponibilidad de viento [9] [10]

PROVINCIA	LOCALIDAD	BARRA CANDIDATA	MAX_Geolica INSTALABLE [MW]
Carchi	El Ángel	S/E Tulcán 138kV	13.8
Imbabura	Salinas	S/E Ibarra 138kV	11.04
Pichincha	Machachi	S/E Santa Rosa 230kV	122.42
	Páramo Grande	S/E Santa Rosa 230kV	
Cotopaxi	Minitrac	S/E Mulaló 138kV	17.98
	Tigua	S/E Mulaló 138kV	17.98
Chimborazo	Chimborazo	S/E Riobamba 230kV	35.61
	Tixán Altar	L/T Molino - Riobamba 230kV	
Cañar	Zhoray	S/E Zhoray 230kV	71.85
Bolívar	Salinas	S/E Guaranda 69kV	7.27
	Simiatug	S/E Guaranda 69kV	
Azuay	Huascachaca	S/E Cuenca 138kV	101.77
Loja	El Tablón	S/E Loja 138kV	520.46
	Manú	S/E Loja 138kV	
	Membrillo	S/E Loja 138kV	
	Saraguro	S/E Loja 138kV	
	Villonaco	S/E Loja 69kV	
TOTAL			920.18

3.2 Determinación de los Tamaños Preliminares de las Plantas.

Se determina el tamaño de los parques eólicos en base a la disponibilidad de viento y a las restricciones técnicas y de operación que presenta el sistema, tomando como referencia principalmente el Grado de Penetración y el Índice de Fluctuación de Voltaje [3] [11], aplicados en los diversos sitios del Ecuador, en los principales escenarios de operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano.

3.2.1. Grado de Penetración (GP)

El Grado de Penetración Eólica es un índice que representa el peso relativo de la Potencia de Generación Eólica sobre la Potencia Total del Sistema, y se define:

$$GP = \frac{G_E}{G_E + G_C} * 100 \tag{1}$$

Siendo:

GP: Grado de Penetración [%]

G_E: Potencia de la Generación Eólica [MW]

G_C: Potencia de la Generación Convencional [MW]

El grado de penetración usualmente aceptado oscila entre el 10 al 30% [3]. Los valores más altos se encuentran al momento en España, Dinamarca y Alemania, mientras que los valores más bajos suelen adoptarlos los países en los que se está iniciando el proceso de evaluación de este tipo de generación, o que a su vez presentan fuertes limitaciones técnicas por la inserción de este tipo de generación debido a las variaciones de velocidad que pueda presentar el viento o por restricciones operativas de su red y sus fuentes de generación.

3.2.2 Índice de Fluctuación de Voltaje (IFV).

El Índice de Fluctuación de Voltaje determina la máxima capacidad de potencia que admite un nodo candidato, considerando la máxima variación de voltaje que sufre el nodo por la inyección de potencia de los parques y la variación que esta potencia pueda presentar en el suministro normal de energía.

El Índice de Fluctuación de Voltaje se define como:

$$IFV = \frac{S_{NOM} (MVA)}{S_{CC} (MVA)} * 100 \tag{2}$$

Siendo:

S_{NOM}: es la potencia del parque eólico cuya producción ingresará en un nodo.

S_{CC}: Es la potencia de cortocircuito trifásica en ese nodo, sin considerar el aporte del parque eólico.

El valor asignado al Índice de Fluctuación de Voltaje da una idea de la variación porcentual del voltaje en el nodo colector ante un cambio del 100% de la potencia suministrada por el parque eólico. Cuando se tienen demandas rápidamente

fluctuantes se imponen valores menores al 0.1 %, pero para sitios con emplazamientos eólicos los requerimientos habituales rondan entre el 3 y 5 % [3] [11].

Como las potencias de cortocircuito más bajas se encuentran en los estados de mínima demanda, estas se convertirán en los casos más restrictivos que limitarán el tamaño de los Parques Eólicos.

En la Tabla 3.2 se han resumido los valores admisibles en los nodos candidatos para un IFV de 5%, y seleccionando las barras con mayor nivel de voltaje de entre las candidatas. En estos casos, los valores de la Tabla 3.2 aseguran que la condición del IFV ≤ 5 % se cumple para todos escenarios de mayor carga.

Tabla 3.2 Generación Eólica por Sitio en Base al Índice de Fluctuación de Voltaje del 5 %

PROVINCIA	LOCALIDAD	BARRA CANDIDATA	MIN Scc [MVA]	MAX Geol [MW]
Carchi	El Ángel	S/E Tulcán 138kV	366,59	18,33
Imbabura	Salinas	S/E Ibarra 138kV	816,43	40,82
Pichincha	Machachi	S/E Santa Rosa 230kV	1980,46	99,02
	Malchinguí	S/E Pomasqui 230kV	1554,21	77,71
	Páramo Grande	S/E Santa Rosa 230kV	1980,46	99,02
Cotopaxi	Minitrac	S/E Mulaló 138kV	800,6	40,03
	Tigua	S/E Mulaló 138kV	800,6	40,03
Chimborazo	Chimborazo	S/E Riobamba 230kV	1663,83	83,19
	Tixán Altar	L/T Molino - Riobamba 230kV	1631,5	81,58
Cañar	Zhoray	S/E Zhoray 230kV	4628,38	231,42
Bolívar	Salinas	S/E Guaranda 69kV	188,15	9,41
	Simiatug	S/E Guaranda 69kV	188,15	9,41
Azuay	Huascachaca	S/E Cuenca 138kV	1602,56	80,13
Loja	El Tablón	S/E Loja 138kV	379,43	18,97
	Manú	S/E Loja 138kV	379,43	18,97
	Membrillo	S/E Loja 138kV	379,43	18,97
	Saraguro	S/E Loja 138kV	379,43	18,97
	Villonaco	S/E Loja 69kV	351,61	17,58
TOTAL				1003,56

De la Tabla 3.2 se observa que la zona más al sur del Sistema Eléctrico ecuatoriano presenta una capacidad reducida. La falta de soporte de voltaje en estos nodos es la principal causa por la que esta capacidad es reducida. En la Figura 3.1 se observa la sensibilidad de los nodos de conexión para los puntos de operación de mínima, media y máxima demanda.

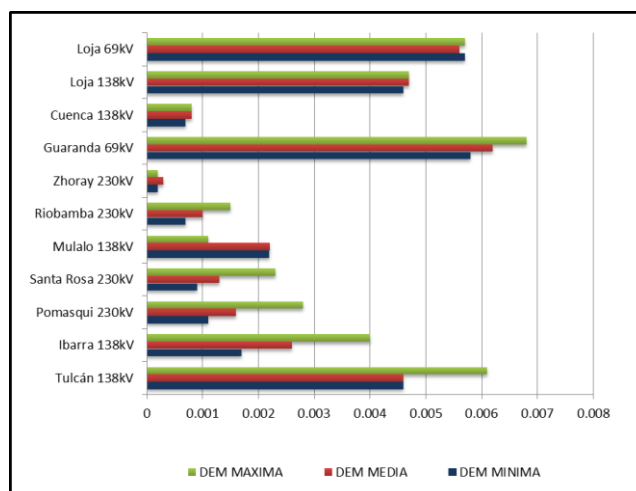


Figura 3.1: Sensibilidad del voltaje al cambio de 1Mvar en los nodos candidatos

Con estos antecedentes se puede observar que el valor total de la energía eólica mostrada en la Tabla 3.2 es de 1003,56MW para un punto de demanda mínima, con lo cual se obtiene un Grado de Penetración Eólica de 31%, lo cual representa un valor demasiado grande para poder ser implementado e instalado en el sistema. De acuerdo a recomendaciones internacionales se recomienda un Grado de Penetración menor al 20% [3].

3.3 Inserción de la Generación Eólica en la Red

Una vez obtenidos los valores admisibles de inyección de los parques eólicos en los sitios candidatos, y asumiendo que el Grado de Penetración es el adecuado, es posible considerarlos a todos simultáneamente, para de esta forma evaluar los efectos que estos producen en el sistema de transmisión, investigando si resultan voltajes fuera de los límites y sobrecargas en los elementos de red que pudieran provocar congestiones en el transporte de la energía.

La metodología empleada en el presente análisis es la siguiente:

- Se incorpora los generadores en las barras seleccionadas como candidatas.
- Se desplaza la generación térmica, empezando por las máquinas de mayor costo variable de producción.
- Si la reducción del despacho de las unidades térmicas no da lugar a toda la energía producida por los parques eólicos, se debe especificar esta limitación técnica y se agrega una demanda equilibrante. Esta demanda equilibrante debe ser interpretada como “Generación Eólica Negativa”, esta demanda equilibrante indica que la generación de energía eólica, no cabe en el sistema. Esta demanda equilibrante se la conectara en las barras de la subestación Zhoray debido principalmente a la robustez del nodo que representa dentro del sistema eléctrico ecuatoriano.
- Una vez balanceado el sistema, se procede a realizar un reajuste de los voltajes que se hallan fuera de los márgenes establecidos, para lo cual se hace uso de todos los recursos disponibles como capacitores, rectores, taps de los transformadores y el control de las unidades de generación.
- Se procede a la comparación del estado operativo del sistema antes y después de la incorporación de la energía eólica en la red.
- Para finalizar, se evalúan las nuevas potencias de cortocircuito en las subestaciones candidatas. Si la variación de la potencia de cortocircuito es relativamente grande se procede a recalcular la capacidad del parque eólico a ser instalado en dicho nodo [3].

3.3.1 Estudio del Escenario de Mínima Demanda

El escenario de mínima demanda será el que determine la capacidad de los parques eólicos a incorporarse en los sitios candidatos, en función del Índice de Fluctuación de Voltaje y de las potencias de cortocircuito de cada nodo candidato. Además se debe cuidar que el Grado de Penetración Eólica no sobrepase los valores recomendados.

Con la potencia total presentados en las Tablas 3.2 y 3.1, el sistema tiene un Grado de Penetración Eólica de 30%, lo cual constituye un valor muy alto para un país como el Ecuador en el que se está iniciando con la implementación de este tipo de generación.

Para corregir esta limitación se ha procedido a disminuir el valor de la capacidad total de generación eólica que se instalara en la red bajo el siguiente criterio.

Se tomara en cuenta solo un Parque Eólico por cada subestación candidata, para lo cual se dejara de lado el parque más alejado a la barra de conexión a la red. Para el presente análisis se trató en lo posible que cada provincia en la que se halle una subestación candidata tenga al menos un parque eólico. Los resultados de este análisis se presentan en la Tabla 3.4.

Tabla 3.3.1 Generación Eólica a ser incorporar en la red

PROVINCIA	LOCALIDAD	BARRA CANDIDATA
Carchi	El Ángel	S/E Tulcán 138kV
Imbabura	Salinas	S/E Ibarra 138kV
Pichincha	Malchinguí	S/E Pomasqui 230kV
	Machachi	S/E Santa Rosa 230kV
Cotopaxi	Tigua	S/E Mulaló 138kV
Chimborazo	Chimborazo	S/E Riobamba 230kV
Cañar	Cañar	S/E Zhoray 230kV
Bolívar	Salinas	S/E Guaranda 69kV
Azuay	Huacachaca	S/E Cuenca 138kV
Loja	Membrillo	S/E Loja 138kV
	Villonaco	S/E Loja 69kV

Con los datos presentados en la Tabla 3.3.1 se procede con la comparación de los máximos valores de potencia determinados tanto por la disponibilidad del viento en el sitio como por el Índice de Fluctuación de Voltaje. Con estos dos datos se procede a determinar el limitante más restrictivo de entre estos dos valores, y que determinara el valor definitivo de potencia que tendrán los parques eólicos a ser implementados en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano.

Tabla 3.3.2 Generación Eólica definitiva a ser incorporar en la red

PROVINCIA	LOCALIDAD	BARRA CANDIDATA	MAX_Geol por IFV[MW]	MAX_Geol por Dispo. de viento [MW]	MAX_Geol definitiva [MW]
Carchi	El Ángel	Tulcán 138kV	18.33	13.8	13.80
Imbabura	Salinas	Ibarra 138kV	40.82	11.04	11.04
Pichincha	Malchinguí	Pomasqui 230kV	77.71	122.42	77.71
	Machachi	Sta Rosa 230kV	99.02	122.42	99.02
Cotopaxi	Tigua	Mulalo 138kV	40.03	17.98	17.98
Chimborazo	Chimborazo	Riobamba 230kV	83.19	35.61	35.61
Cañar	Cañar	Zhoray 230kV	231.42	71.85	71.85
Bolívar	Salinas	Guaranda 69kV	9.41	7.27	7.27
Azuay	Huacachaca	Cuenca 138kV	80.13	101.77	80.13
Loja	Membrillo	Loja 138kV	18.97	520.46	18.97
	Villonaco	Loja 69kV	17.58	520.46	17.58
TOTAL			716.61	1545.08	450.96

Con los valores de generación mostrados en la Tabla 3.3.2, se determina que el Grado de Penetración Eólica en la red para este punto de operación es del 16.7%, lo que constituye un valor aceptable según las recomendaciones internacionales [3].

Con la determinación de las potencias de cada parque eólico, podemos hacer un análisis comparativo tanto para el Índice de Fluctuación de Voltaje como para el Grado de Penetración Eólica en los tres escenarios de operación a ser analizados. Con este objetivo se presenta la Tabla 3.3.3 en la que se puede observar que el IFV nunca sobrepasa en 5% debido a que la determinación de las potencias de cada parque eólico fueron realizadas en el escenario más restrictivo (Mínima Demanda).

Tabla 3.3.3 Índice de Fluctuación de Voltaje en los tres escenarios de estudio

PROVINCIA	LOCALIDAD	MAX_Geol [MW]	I.F.V MINIMA DEMANDA [%]	I.F.V MEDIA DEMANDA [%]	I.F.V MAXIMA DEMANDA [%]
Carchi	S/E El Ángel	13.8	3.76	3.73	3.69
Imbabura	S/E Salinas	11.04	1.35	1.32	1.29
Pichincha	S/E Malchinguí	77.71	5.00	4.72	4.48
Cotopaxi	S/E Machachi	99.02	5.00	4.65	4.37
Chimborazo	S/E Tigua	17.98	2.25	2.05	1.90
Chimborazo	S/E Chimborazo	35.61	2.14	2.08	2.03
Cañar	S/E Cañar	71.85	1.55	1.42	1.35
Bolívar	S/E Salinas	7.27	3.86	3.78	2.78
Azuay	S/E Huascachaca	80.13	5.00	4.94	4.90
Loja	S/E Membrillo	18.97	5.00	4.99	4.99
	S/E Villonaco	17.58	5.00	5.00	4.99

Con respecto al Grado de Penetración Eólica podemos observar que en ninguno de los escenarios estudiados sobrepasa el 16.7% determinado en el escenario de mínima demanda Tabla 3.3.4.

Tabla 3.3.4 Grado de Penetración Eólica en los tres escenarios de estudio

POTENCIA OPERABLE [MW]	MIN DEM	MED DEM	MAX DEM
G.P [%]	16.7	14.9	13.1

Una vez determinadas las potencias de que cada Parque Eólico y realizando las simulaciones de flujos de carga, se procede al análisis de las unidades térmicas en función de su costo variable de producción.

Tabla 3.3.5: Generación Térmica resultante antes y después de incorporar la Generación Eólica – Min Dem [12]

UNIDAD	Pmin	Pmax	CVP (US\$/kWh)	POTENCIA DESPACHADA [MW]	
				Antes de Incorporar la Gen. Eólica	Después de Incorporar la Gen. Eólica
JIVINO I-1	0	5.5	0.1020	0.01	0.01
JIVINO I-2	0	5.5	0.1020	0.01	0.01
SANTA ROSA 2	0	18	0.0996	0.00	0
GUANGOPOLO 1	0	2	0.0665	2.00	0
GUANGOPOLO 2	0	2	0.0665	2.00	0
GUANGOPOLO 3	0	2	0.0546	2.00	0
GUANGOPOLO 4	0	2	0.0542	2.00	0
GUANGOPOLO 5	0	2	0.0542	2.00	0
G. ZEVALLOS TV3	0	72	0.0468	26.00	0
SANTA ELENA III-1	8	24	0.0418	21.97	0
TRINITARIA TV1	0	127.8	0.0407	50.00	0
G. CUENCA	0	63	0.0368	25.00	0
ESMERALDAS	0	132.6	0.0363	119.85	1.00
MACHALA GAS 2 - TG01	0	74.8935	0.0356	30.00	10.00
MACHALA GAS 2 - TG02	0	74.8935	0.0353	30.00	10.00
TOTAL				312.84	21.02

Como se observa en la Tabla 3.3.5 las unidades de Jivino y Santa Rosa 2 son las de mayor costo variable de producción,

sin embargo estas se encuentran funcionando como un soporte de voltaje a la barra a la que se encuentran conectados, por lo que su salida implicaría que los valores de los voltajes de esta barra salgan de los límites establecidos. Por otra parte la convergencia del flujo de potencia solo es posible cuando las centrales de Machala generan un mínimo de 10MW.

En la Tabla 3.3.5 puede notarse que la reducción es de sólo 291,82 MW, y no es suficiente para alojar los 450.96 MW de Generación eólica. La diferencia de 159.14 MW se agrega como una demanda equilibrante de 159 MW concentrada en la barra de Zhoray de 230 kV, Figura 3.3.1.

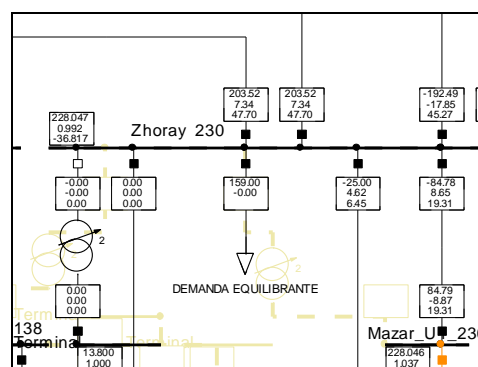


Figura 3.1.1: Demanda equilibrante incorporada en la S/E Zhoray

A continuación se realiza una comparación de las variables operativas del sistema, antes y después del ingreso de los parques eólicos.

Tabla 3.3.6 Comparación de voltajes fuera de los límites luego de incorporar la Generación Eólica– Min Dem.

Nodos fuera de +/- 5% en todo el sistema	Antes de Incorporar la Gen. Eólica		Después de Incorporar la Gen. Eólica	
	pu	kV	pu	kV
DOS CERRITOS 230kV	0.949	218.270	0.956	219.880
TRINITARIA 230kV	0.950	218.500	0.982	225.860
POSORJA 69kV	0.946	65.274	0.919	63.411
POSORJA 138kV	0.904	124.752	0.940	129.720
ELETROQUIL 138kV	0.925	127.650	0.959	132.342
G_ROCA 69kV	0.896	61.824	0.955	65.895
HOLCIM 69kV	0.893	61.617	0.953	65.757
PASCUALES 69kV	0.942	64.998	1.027	70.863
PASG1_GE 13.8kV	0.942	13.000	1.027	14.173
GE_PASC 69kV	0.942	64.998	1.027	70.863
POLICENTRO 69kV	0.942	64.998	0.985	67.965
STA.ELENA 138kV	0.948	130.824	0.956	131.928
CEMENTO CC 69kV	0.893	61.617	0.962	66.378
FC. ORELLANA 69kV	0.926	63.894	0.977	67.413
PORTOVIEJO 69kV	0.936	64.584	0.998	68.862
MOVIL 69kV	0.927	63.963	0.985	67.965

Con los resultados obtenidos anteriormente se tiene la impresión que los parques eólicos mejoran el estado operativo del sistema, sin embargo esto no es correcto debido a que para conseguir este estado operativo se hizo uso de los recursos propios de la red (Taps y Compensaciones Reactivas), con el objetivo de demostrar que es posible llegar a una condición operativa muy aceptable luego de incorporar la generación eólica en la red.

La Tabla 3.3.7 presenta las sobrecargas en las líneas y los transformadores que se producen antes y después del ingreso de la generación eólica al sistema.

Tabla 3.3.7 Comparación de sobrecargas luego de incorporar la Generación Eólica – Min Dem.

Equipos con carga superior al 100%	Después	Antes
Nombre	Carga [%]	Carga [%]
Trafo. Holcim	106.83	106.82

Como puede observarse la única sobrecarga en el sistema se mantiene luego de la incorporación de la generación eólica con una ligera disminución en su valor de sobrecarga, esto producido por la redistribución de la generación que se realiza en el proceso de ingreso de la generación eólica al sistema.

Finalmente se recalculan las potencias de cortocircuito en las subestaciones en las que se conectaron los parques eólicos para determinar la variación producida por la incorporación de los parques eólicos a la red. Tabla 3.3.8.

Tabla 3.3.8: Comparación del cambio en Potencias de Cortocircuito debido al despacho de los Parques Eólicos – Min Dem.

PROVINCIA	LOCALIDAD	BARRA CANDIDATA	Scs Previo [MVA]	Scs Con GE [MVA]	Variación[%]
Carchi	El Ángel	S/E Tulcán 138kV	366.59	363.55	-0.829
Imbabura	Salinas	S/E Ibarra 138kV	816.43	798.59	-2.185
Pichincha	Malchinguí	S/E Pomasqui 230kV	1554.21	1607.57	3.433
	Machachi	S/E Santa Rosa 230kV	1980.46	2014.03	1.695
Cotopaxi	Tigua	S/E Mulaló 138kV	800.6	786.08	-1.814
Chimborazo	Chimborazo	S/E Riobamba 230kV	1663.83	1660.02	-0.229
Cañar	Cañar	S/E Zhoray 230kV	4628.38	4413.48	-4.643
Bolívar	Salinas	S/E Guaranda 69kV	188.15	175.85	-6.537
Azuay	Huascachaca	S/E Cuenca 138kV	1602.56	1455.5	-9.177
Loja	Membrillo	S/E Loja 138kV	379.43	375.05	-1.154
	Villonaco	S/E Loja 69kV	351.61	348.76	-0.811

La variación de las potencias de cortocircuito es mínima porque las centrales térmicas a las que se le redujo el despacho, se encuentran lejos de los sitios en los que se encuentran las subestaciones. Las variaciones de las potencias de cortocircuitos dependen de la retribución de la generación provocada por el redespacho de las unidades térmicas, por este motivo algunas barras presentan variaciones positivas y otras negativas.

Los nodos presentan muy poca variación en su potencia de cortocircuito por esta razón no es necesario un nuevo cálculo de la potencia del parque eólico conectado a cada barra estudiada.

3.3.2 Estudio del Escenario de Media Demanda

Para el escenario de media demanda se realiza el proceso antes mencionado con la ventaja que ya tenemos determinadas las potencias de cada parque eólico realizados en el punto de operación anterior, Tabla 3.3.2.

Con las potencias calculadas, se procede a conectarlos a las barras candidatas para la posterior realización del redespacho de las unidades térmicas existentes en este punto de operación.

Tabla 3.3.9: Generación Térmica Resultante Antes y Después de incorporar la Generación Eólica – Med. Demanda [12]

UNIDAD	Pmin	Pmax	CVP (US\$/kWh)	POTENCIA DESPACHADA [MW]	
				Antes de Incorporar la Gen. Eólica	Después de Incorporar la Gen. Eólica
JIVINO I-1	0	5,5	0.101	0,01	0,01
JIVINO I-2	0	5,5	0.101	0,01	0,01
SANTA ROSA 2	0	18	0.100	0	0
G. ZEVALLOS TG4	5	30	0.095	0,01	0,01
RIOBAMBA			0.082	11.8	0
QUEVEDO 1			0.081	60.48	0
SANTA ELENA	4	12	0.075	30	0
GUANGOPOLO 1	0	2	0.067	2	0
GUANGOPOLO 3	0	2	0.055	2	0
GUANGOPOLO 4	0	2	0.055	2	0
GUANGOPOLO 2	0	2	0.054	2	0
GUANGOPOLO 6	0	2	0.054	0.5	0
G. ZEVALLOS TV3	0	72	0.050	72	0
GUANGOPOLO 5	0	2	0.050	2	0
G.HERNANDEZ 2	0	5,5	0.042	5,2	0
G.HERNANDEZ 1	0	5,5	0.042	5,2	0
G.HERNANDEZ 3	0	5,5	0.042	5,2	0
TRINITARIA TV1	0	127.8	0.041	131.4	5
ESMERALDAS	0	132.6	0.036	120	5
MACHALA GAS 2 - TG01	0	75	0.036	30	31
MACHALA GAS 2 - TG02	0	75	0.035	31	20
TOTAL				512.8	61.02

La Tabla 3.3.9 muestra las unidades térmicas que se encuentran operando en este escenario, ordenadas según el mayor costo variable de operación.

La inserción de 450.96MW de potencia eólica desplaza todas las unidades térmicas, con excepción de las dos unidades de Machala las cuales mantendrán parte de su generación.

Una vez instalados los parques eólicos en las subestaciones candidatas y realizando el redespacho, se procede a revisar las condiciones operativas del sistema antes y después de la incorporación de los parques eólicos.

Con la utilización de los recursos disponibles en el sistema como los taps de los transformadores y las compensaciones reactivas, se pudo corregir 15 de los 16 valores de voltaje fuera de los límites, con lo cual dejamos al sistema en un mejor nivel operativo.

Las comparaciones de los valores de voltaje en las barras cuyos niveles de voltaje están fuera del rango establecido se presentan en la Tabla 3.3.10

Tabla 3.3.10 Comparación de voltajes fuera de los límites luego de incorporar la Generación Eólica – Med. Demanda

Nodos fuera de +/- 5% en todo el sistema	Antes de Incorporar la Gen. Eólica		Después de Incorporar la Gen. Eólica	
	pu	Kv	pu	kV
BABAHOYO 69kV	1.052	72.59	0.986	68.03
SIBIMBE 69kV	1.091	75.28	1.026	70.79
MAZAR U1 13.8kV	1.063	14.67	1.025	14.15
MAZAR U2 13.8kV	1.063	14.67	1.025	14.15
ABANICO 69kV	1.056	72.86	1.024	70.66
POSORJA 138kV	0.944	130.27	0.952	131.38
POSORJA 69kV	0.945	65.21	0.975	67.28
G ROCA 69kV	0.938	64.72	0.972	67.07
HOLCIM 69kV	0.935	64.52	0.971	67.00
S. ROSA TG2 13.8kV	1.060	14.63	1.060	14.63
POMASQUI 23kV	0.881	20.26	1.006	23.14
CEMENTO CC 69kV	0.935	64.52	0.987	68.10
G ZEVALLOS 13.8kV	1.051	14.50	1.000	13.80
FC. ORELLANA 138kV	0.945	130.41	0.955	131.79
ESMERALDAS 69kV	1.104	76.18	0.976	67.34
CHONE 69kV	1.051	72.52	1.041	71.83

A continuación se presentan las sobrecargas en los componentes del sistema en este punto de operación antes y después de la incorporación de la generación eólica.

Tabla 3.3.11 Comparación sobrecargas luego de incorporar la Generación Eólica – Med. Demanda

Equipos con carga superior al 100%	Después	Antes
Nombre	Carga [%]	Carga [%]
Trafo. Holcim	102.75	108.46

En la Tabla 3.3.11 se presenta la única sobrecarga existente en este punto de operación antes y después del ingreso de la generación eólica en el sistema.

Finalmente se procede con el recalcu de las potencias de cortocircuito en las subestaciones en las cuales se conectaron los parques eólicos.

Tabla 3.3.12: Comparación del cambio en Potencias de Cortocircuito debido al despacho de los Parques Eólicas – Med. Demanda

PROVINCIA	LOCALIDAD	BARRA CANDIDATA	Scc Previo [MVA]	Scc Con GE [MVA]	Variación [%]
Carchi	El Ángel	Tulcán 138kV	370.15	391.34	5.725
Imbabura	Salinas	Ibarra 138kV	837.76	878.02	4.806
Pichincha	Malchinguí	Pomasqui 230kV	1646.91	1682.81	2.180
	Machachi	Santa Rosa 230kV	2127.55	2132.16	0.217
Cotopaxi	Tigua	Mulaló 138kV	876.51	862.37	-1.613
Chimborazo	Chimborazo	Riobamba 230kV	1715.25	1733.77	1.080
Cañar	Cañar	S/E Zhoray 230kV	5055.75	5143.43	1.734
Bolívar	Salinas	S/E Guaranda 69kV	192.45	176.73	-8.168
Azuay	Huacachaca	S/E Cuenca 138kV	1622.05	1603.31	1.155
Loja	Membrillo	S/E Loja 138kV	379.93	379.46	-0.124
	Villonaco	S/E Loja 69kV	351.94	351.62	-0.091

Como se observa en la Tabla 3.3.12 las potencias de cortocircuito no sufren una variación significativa debido a que las unidades en las que se realizó el redespacho se encuentran lejos de los emplazamientos eólicos implementados en este punto de operación. Las variaciones en algunos casos son positivas mientras que en otras son negativas debido a que estas dependen de la redistribución de la generación provocada por el redespacho de la generación.

2.3.3 Estudio del Escenario de Máxima Demanda

Para este punto de operación se repite el proceso realizado para los puntos de operación anteriores. Las potencias de los parques eólicos serán las mismas calculadas en la Tabla 3.3.2.

Luego de la incorporación de los parques eólicos en el sistema se procede con el redespacho de las unidades térmicas que se encuentran operando en este punto de operación empezando por aquellas que tienen el mayor costo variable de operación.

Tabla 3.3.13: Generación Térmica Resultante Antes y Después de incorporar la Generación Eólica – Max. Demanda [12].

UNIDAD	Pmin	Pmax	CVP (US\$/kWh)	POTENCIA DESPACHADA [MW]	
				Antes de Incorporar la Gen. Eólica	Después de Incorporar la Gen. Eólica
JIVINO I-1	0	5.5	0.101	5.00	2.50
JIVINO I-2		5.5	0.101	5.00	2.50
SANTA ROSA 2		18	0.100	0.00	0.00
PEDERNALES 15			0.095	2.00	0.00
G. ZEVALLOS TG4	5	30	0.095	0.00	0.00
LLIGUA 1	0	7.794	0.091	3.00	0.00
ANIBAL SANTOS 2	5	22	0.091	13.84	0.00
VICTORIA II (diesel)	0	127.8	0.089	102.00	0.00
ELECTROQUIL 4	0	50	0.088	48.00	0.00
ELECTROQUIL 2	0	50	0.086	46.00	0.00
RIOBAMBA	0	0	0.082	11.80	0.00
QUEVEDO 1			0.081	85.00	0.00
SANTA ELENA	4	100	0.075	70.14	0.00
GUANGOPOLO 1	0	2	0.067	2.00	0.00
ROCAFUERTE 4			0.064	4.30	0.00
ROCAFUERTE 8			0.063	4.30	0.00
ROCAFUERTE 7			0.063	4.30	0.00
ROCAFUERTE 6			0.063	4.30	0.00
ROCAFUERTE 5			0.063	4.30	0.00
ROCAFUERTE 2			0.063	4.30	0.00
ROCAFUERTE 1			0.063	4.30	0.00
ROCAFUERTE 3			0.060	4.30	0.00
GUANGOPOLO 3	0	2	0.055	2.00	0.00
GUANGOPOLO 4	0	2	0.055	2.00	0.00
GUANGOPOLO 2	0	2	0.054	2.00	0.00
GUANGOPOLO 6	0	2	0.054	0.50	0.50
G. ZEVALLOS TV3	0	72	0.050	72.00	50.00
GUANGOPOLO 5	0	2	0.050	2.00	2.00
G.HERNANDEZ 2	0	5.5	0.042	5.20	5.20
G.HERNANDEZ 1	0	5.5	0.042	5.20	5.20
G.HERNANDEZ 3	0	5.5	0.042	5.20	5.20
TRINITARIA TV1	0	131.4	0.041	131.40	131.40
ESMERALDAS	0	132.6	0.036	120.00	120.00
MACHALA GAS 2 - TG01	0	75	0.036	66.40	66.40
MACHALA GAS 2 - TG02	0	75	0.035	64.30	64.30
TOTAL				906.38	455.20

A continuación se procede con el análisis operativo del sistema para comparar su funcionamiento antes y después de la incorporación de los parques eólicos.

Tabla 3.3.14. Comparación de voltajes fuera de los límites luego de incorporar la Generación Eólica – Max. Demanda

Nodos fuera de +/- 5% en todo el SEIN	Antes de Incorporar la Gen. Eólica		Después de Incorporar la Gen. Eólica	
	pu	Kv	pu	kV
MAZAR U1 13.8kV	1.050	14.49	1.025	14.15
MAZAR U2 13.8kV	1.050	14.49	1.025	14.15
ABANICO 69kV	1.054	72.73	1.054	72.73
ABANICO 4.16kV	1.056	4.39	1.005	4.18
S.ELENA 138kV	0.937	129.31	0.993	137.03
ELECTROQUIL 138kV	0.941	129.86	0.983	135.65
POSORJA 138kV	0.915	126.27	0.964	133.03
POSORJA 69kV	0.914	63.07	1.027	70.86
G.ROCA 69kV	0.911	62.86	0.976	67.34
G.ROCA 13.8kV	0.911	12.57	1.000	13.80
HOLCIM 69kV	0.907	62.58	0.973	67.14
HOLCIM 4.16kV	0.847	3.52	0.893	3.71
POLICENTRO 69kV	0.946	65.27	0.959	66.17
S ROSA 13.8 TG2	1.060	14.63	1.050	14.49
POMASQUI 23kV	0.887	20.40	1.016	23.37
CUMBAYA 4.16kV	0.917	3.81	1.035	4.31
NAYON 6.9kV	0.942	6.50	0.990	6.83
ECOLUZ 4.16kV	0.928	3.86	0.981	4.08
CEMENTO CC69kV	0.907	62.58	0.973	67.14
MULALO 69kV	1.054	72.73	1.008	69.55
TENA 69kV	0.946	65.27	0.999	68.93
FC_ORELLANA 138kV	0.864	119.23	0.875	120.75
FC_ORELLANA 69kV	0.876	60.44	0.836	57.68
PORTOVIEJO 69	1.051	72.52	1.020	70.38
POZAHONDA 4.16kV	1.051	4.37	1.020	4.24
MF 13.8kV	1.051	14.50	1.019	14.06

A continuación se presentan las sobrecargas en los componentes del sistema en este punto de operación antes y después de la incorporación de la generación eólica.

Tabla 3.3.15. Comparación de sobrecargas luego de incorporar la Generación Eólica – Max. Demanda

Equipos con carga superior al 100%	Después	Antes
Nombre	Carga [%]	Carga [%]
Trafo. Holcim	108.19	105.65

Finalmente se procede con el recalcu de las potencias de cortocircuito en las subestaciones en las cuales se conectaron los parques eólicos.

Tabla 3.3.16: Comparación del cambio en Potencias de Cortocircuito debido al despacho de los Parques Eólicos – Max. Demanda

PROVINCIA	LOCALIDAD	BARRA CANDIDATA	Scc Previo [MVA]	Scc Con GE [MVA]	Variación [%]
Carchi	El Ángel	S/E Tulcán 138kV	373.57	398.92	6.786
Imbabura	Salinas	S/E Ibarra 138kV	858.9	915.85	6.631
Pichincha	Malchinguí	S/E Pomasqui 230kV	1735.96	1849.63	6.548
	Machachi	S/E Santa Rosa 230kV	2264.97	2380.88	5.118
Cotopaxi	Tigua	S/E Mulaló 138kV	944.05	935.13	-0.945
Chimborazo	Chimborazo	S/E Riobamba 230kV	1756.52	1796.86	2.297
Cañar	Cañar	S/E Zhoray 230kV	5321.55	5585.21	4.955
Bolívar	Salinas	S/E Guaranda 69kV	261.06	260.89	-0.065
Azuay	Huacachaca	S/E Cuenca 138kV	1634.47	1624.17	-0.630
Loja	Membrillo	S/E Loja 138kV	380.24	380.00	-0.063
	Villonaco	S/E Loja 69kV	352.14	351.97	-0.048

Como se observa en la Tabla 3.3.16 las potencias de cortocircuito no sufren una variación grande debido a que las unidades en las que se realizó el redespacho se encuentran lejos de los emplazamientos eólicos implementados en este punto de operación. Las variaciones de las potencias de cortocircuito dependen de la redistribución de la generación provocada por el redespacho de la generación térmica, por esta razón en algunas barras la variación es positiva mientras que en otras las variaciones son negativas.

Con el análisis de este último escenario se concluye con el análisis en estado estable del sistema en estado original y con la inclusión de la generación eólica. El efecto de los parques eólicos en el sistema se pueden observar en cada una de las tablas que describen el comportamiento del sistema.

4. CONCLUSIONES.

La máxima capacidad de generación eólica que se puede instalar en el sistema, no solo depende de la disponibilidad y la calidad del viento, sino también de la robustez del nodo al cual se conectara un emplazamiento eólico. Este límite está determinado por dos parámetros importantes que son el Grado de Penetración Eólica en la red (GP) y el Índice de Fluctuación de Voltaje (IFV).

El valor máximo de generación eólica que se recomienda instalar en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano al año 2013, es de 450 MW distribuido en once parques eólicos que se encuentran en distintas provincias del callejón interandino en función de la disponibilidad del viento y de la robustez de la subestación candidata para conectar el parque eólico.

En un futuro este valor de generación eólica podría experimentar importantes variaciones, debido a que las condiciones operativas del sistema sufrirán una variación importante en los próximos años debido a la implementación de nuevos proyectos tanto de generación como de transmisión.

El sistema con generación eólica modifica el punto de operación, sin embargo con la utilización de todos los

recursos existentes en el sistema como capacitores, inductores, taps de los transformadores, etc. Podemos dejar al sistema en un nivel operativo aceptable manteniendo los parámetros del sistema dentro de los límites establecidos.

El impacto de la Generación Eólica en la red depende del tipo de tecnología de aerogenerador utilizado en los parques eólicos, en el presente estudio se utilizó el aerogenerador sincrónico de Impulso Directo (Direct Drive) o Full Converter por presentar un mejor control de potencia activa y reactiva.

5. REFERENCIAS

- [1] C. J. Carrillo, "ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DE SISTEMAS EÓLICOS AISLADOS," Tesis, Departamento de Ingeniería Eléctrica., Universidad de Vigo., Vigo, España, 2001.
- [2] J. F. Monteiro, "Modelación Dinámica de Parques Eólicos para una Integración Masiva en el SIC," Ing. Tesis, Departamento de Ingeniería Eléctrica., Universidad de Chile., Santiago, Chile, 2008.
- [3] Electrical System Consultants, "Máxima Capacidad de Generación Eólica a ser instalada en las Zonas Norte, Sur Medio y Sur del SEIN" Lodi, Italy, 2009
- [4] M. J. Ishijara, "Modelos Simplificados de Aerogeneradores de Inducción para Estudios de Estabilidad a Corto Plazo de Sistemas Eléctricos de Potencia," Msc. Tesis, Departamento de Ingeniería Eléctrica., Instituto Politécnico Nacional., México, D.F, México, 2010.
- [5] F. J. Sada, "Aggregate Model of Large Wind Parks for Power System Studies," Msc. Thesis, School of Electrical Engineering, KTH Vetenskap Och Konst., Stockholm, Sweden 2011.
- [6] O. Anaya-Lara, N. Jenkins, J. Ekanayake, P. Cartwright, M. Hughes, "WIND ENERGY GENERATION Modelling and Control", Ed. West Sussex: John Wiley & Sons Ltd, 2009, pp 57-119.
- [7] A. D. Hansen, F. Lov, P. Sorensen, N. Cutululis, C. Jauch, F. Blaabjerg, "Dynamic Wind Turbine Models in Power System Simulation Tool DIgSILENT", Technical University of Denmark., Roskilde, Denmark, August 2007.
- [8] DIgSILENT Power Factory, "Fully Rated WTG Template (FullyRatedConverterWTG_xMW)," Germany. May, 2011.
- [9] INECEL "Estudio del potencial Solar y Eólico del Ecuador" Quito, Ecuador, 2006.
- [10] P. Roldan, "Evaluación de las Energías Renovables No Convencionales Factibles de Desarrollarse en el Ecuador," Ing. Tesis, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica., Escuela Politécnica Nacional., Quito, Ecuador, 2009.
- [11] IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants, IEEE Standard 141, 1993.
- [12] CENACE. Costos Variables de Producción. Enero 2013. [Online]. Available: www.cenace.org.ec.
- [13] Red Eléctrica de España, "Estudio de Estabilidad Transitoria en el Sistema Interconectado del Sur," Madrid, España. 2001.