UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE CUENCA

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Tesis previa a la obtención del título de:

INGENIERO ELÉCTRICO

TEMA:

INFLUENCIA DE LA OPERACIÓN DEL PARQUE EÓLICO VILLONACO EN LA CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A.

AUTORES:

JUAN DIEGO SARMIENTO RIVERA

JOSÉ IVÁN VALAREZO BORRERO

DIRECTOR:

ING. ANTONIO BARRANGÁN ESCANDÓN. MSC.

Cuenca, Octubre de 2014

CERTIFICACIÓN

En facultad de Director del trabajo de Tesis "INFLUENCIA DE LA OPERACIÓN DEL PARQUE EÓLICO VILLONACO EN LA CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A." desarrollado por: Juan Diego Sarmiento Rivera y José Iván Valarezo Borrero, certifico la aprobación del presente trabajo de tesis, una vez ejecutado la supervisión y revisión de su contenido.

Cuenca, Octubre 2014

Ing. Antonio Barragán Escandón. Msc.

RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA

Los autores del trabajo de tesis "INFLUENCIA DE LA OPERACIÓN DEL PARQUE EÓLICO VILLONACO EN LA CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A." Juan Diego Sarmiento Rivera y José Iván Valarezo Borrero, en virtud de los fundamentos teóricos y científicos y sus resultados, declaran de exclusiva responsabilidad y otorgan a la Universidad Politécnica Salesiana la libertad de divulgación de este documento únicamente para propósitos académicos o investigativos.

Cuenca, Octubre 2014

Juan Diego Sarmiento Rivera

José Iván Valarezo Borrero

DEDICATORIA

A mis padres y abuelos, siempre.

A Gabriela, todos mis logros.

José Iván

A Dios, por permitirme alcanzar este logro en mi vida con salud y bienestar.

A mis padres, por su apoyo incondicional.

A mis hermanos, por estar siempre.

A mis sobrinas, por ser mi alegría.

Juan Diego

AGRADECIMIENTOS

A mis padres: Manolo y Claudia, a quienes debo mi formación personal y profesional, con gratitud, cariño, respeto y admiración.

A Gabriela, por ser mi apoyo incondicional a cada instante y por estar siempre presente.

A mis abuelos: Iván y Rosa María, quienes siempre me han brindado su cariño y han sido pilar fundamental en mi formación.

A mis tíos: Vinicio y Gretty, por su apoyo siempre.

Al Ing. Antonio Barragán, director de tesis, quien con responsabilidad nos guio para la realización de este proyecto.

José Iván

A mis padres, Abdón y Nelly quienes han estado en todo momento de mi vida con su ejemplo, amor y sabiduría, nada de esto pudiera lograrlo sin uds.

A mis hermanos, Geovanny y Ximena por ser los mejores, siempre incondicionales.

A mis sobrinas, María Belén, Sofía y Valentina, por su ternura y amor.

A mi familia, por haberme brindado la confianza y apoyo para salir adelante.

A mis amigos, por ayudarme y estar conmigo en momentos de alegrías y tristezas.

Al Ing. Antonio Barragán, director de tesis, quien con mucha paciencia y responsabilidad nos ayudó para llevar a cabo este proyecto.

Juan Diego

Índice General

1. CENTRALES EÓLICAS 1

1.1 Introducción 1

1.2 Aerogenadores o Turbinas Eólicas 3
1.2.1 Clasificación de los Aerogeneradores 3
1.2.1.1 Aerogeneradores de eje vertical 4
1.2.1.2 Aerogeneradores de eje horizontal 6
1.2.2 Elementos de los aerogeneradores 8
1.2.2.1 Elementos del aerogenerador con caja multiplicadora 8
1.2.2.2 Elementos del Aerogenerador sin caja multiplicadora 10
1.2.2.2.1 Características del Aerogenerador GOLDWIND GW70/1500 15

1.3 Características generales de los parques eólicos 17

2. CALIDAD DE ENERGÍA 19

2.1 Introducción 19

2.2 Definición de la calidad del producto 20

2.3 Importancia del estudio de la calidad del producto 20

2.4 Aspectos que incluye el concepto de la calidad del servicio eléctrico 21
2.4.1 Factor de potencia 22
2.4.2 Armónicos 24
2.4.3 Fluctuaciones de tensión (flickers) 27

2.5 Normativas de los parámetros que incluye el concepto de la Calidad del Producto 29
2.5.1 Norma CONELEC 004/01 30
2.5.2 Norma IEC 60868 30
2.5.3 Norma IEC 61000-4-7 31
2.5.4 Norma IEC 61400-21 31

2.6 Descripción del equipo a utilizar 32
2.6.1 Registro de calidad de la energía eléctrica con el equipo Fluke 1744 33
2.6.2 Conexión del registrador Fluke 1744 34

3. DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO 36

3.1 Introducción 36

3.2 Perturbaciones que producen los parques eólicos conectados a la red 36
Caídas de tensión 37
Potencia reactiva 37
Frecuencia de la red 38
Fluctuaciones de voltaje y flicker 38
Desequilibrio 38
Transitorios y sobretensiones 39
Armónicos e interarmónicos 39
Influencia de acciones de conmutación 40

3.3 Indicadores de la calidad del producto 40
3.3.1 Parpadeo (Flicker) 41
3.3.2 Armónicos 42
3.3.3 Factor de potencia 45

3.4 Recolección y verificación de datos con la norma del CONELEC 004/01 45
3.4.1 Datos antes del ingreso del parque eólico Villonaco 46
3.4.1.1 Flicker P_{st} 46
3.4.1.2 Armónicos 49
3.4.1.3 Factor de potencia 52
3.4.1.4 Energía 55
3.4.2 Datos después del ingreso del parque eólico Villonaco 58
3.4.2.1 Flicker P_{st} 58
3.4.2.2 Armónicos 61
3.4.2.3 Factor de potencia 64
3.4.2.4 Energía 67

3.5 Comparación entre los datos antes y después del inicio de operación del parque eólico Villonaco 71
3.5.1 Comparación flicker P_{st} 71
3.5.2 Comparación armónicos 75
3.5.3 Comparación factor de potencia 80
3.5.4 Comparación energía 85

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 88

4.1 Conclusiones 88

4.2 Recomendaciones 91

Índice de Figuras

Figura 1. 1 Diagrama Unifilar 2
Figura 1. 2 Aerogenerador tipo Savonius 4
Figura 1. 3 Aerogenerador tipo Darrieus 5
Figura 1. 4 Aerogenerador híbrido Darrieus-Savonius 6
Figura 1. 5 Aerogenerador con rotor a barlovento 7
Figura 1. 6 Aerogenerador con rotor a sotavento 7
Figura 1. 7 Aerogenerador con y sin caja multiplicadora 9
Figura 1. 8 Principales componentes de un aerogenerador 10
Figura 1. 9 Principales elementos del aerogenerador GOLDWIND GW70/1500 11
Figura 1. 10 Tipos de bujes 12
Figura 1. 11 Sistema pitch 12
Figura 1. 12 Generador síncrono con convertidor de frecuencia 13
Figura 1. 13 Generador de imanes permanentes con accionamiento directo 14
Figura 1. 14 Góndola del aerogenerador GOLDWIND 1.5 MW 15
Figura 1. 15 Parque eólico Offshore 17
Figura 1. 16 Parque eólico Onshore 17
Figura 1. 17 Características generales del Parque Eólico Villonaco 18

Figura 2. 1 Esta corriente a 60 Hz severamente distorsionada en un mando electrónico contiene los siguientes armónicos: fundamental (60 Hz) = 59 A; quinto armónico (300 Hz) = 15.6 A; séptimo armónico (420 Hz) = 10.3 A. También están presentes armónicos más altos, pero sus amplitudes son pequeñas 25
Figura 2. 2 a. Dos fuentes sinusoidales de diferentes frecuencias conectadas en serie; b. Un voltaje fundamental y uno de tercer armónico pueden producir juntos una onda de cresta plana 26
Figura 2. 3 Fluctuación de tensión o flicker 27
Figura 2. 4 Clasificación en categorías de la Normatividad 29
Figura 2. 5 Instrumento de medida Fluke 1744 33
Figura 2. 6 Diagrama esquemático del lugar donde se colocó el instrumento Fluke 1744 33
Figura 2. 7 Registro en un sistema trifásico de 4 hilos (en estrella) 35
Figura 2. 8 Registro en un sistema trifásico de hilos (en triangulo) 35

Figura 3. 1 Nivel de severidad flicker – P_{st} de la Fase A 47
Figura 3. 2 Nivel de severidad flicker – P_{st} de la Fase B 47
Figura 3. 3 Nivel de severidad flicker – P_{st} de la Fase C 48
Figura 3. 4 Nivel de distorsión armónica de tensión fundamental 50
Figura 3. 5 Nivel de distorsión armónica de tensión del tercer orden 50
Figura 3. 6 Nivel de distorsión armónica de tensión del quinto orden 50
Figura 3. 7 Nivel de distorsión armónica de tensión del séptimo orden 51
Figura 3. 8 Factor de potencia de la Fase A 53
Figura 3. 9 Factor de potencia de la Fase B 53

Figura 3. 10 Factor de potencia de la Fase C 54
Figura 3. 11 Apreciación de las potencias en la medición de la Fase A 56
Figura 3. 12 Apreciación de las potencias en la medición de la Fase B 56
Figura 3. 13 Apreciación de las potencias en la medición de la Fase C 57
Figura 3. 14 Apreciación de las potencias total en la medición.....57
Figura 3. 15 Nivel de severidad flicker – P_{st} de la Fase A 59
Figura 3. 16 Nivel de severidad flicker – P_{st} de la Fase B 59
Figura 3. 17 Nivel de severidad flicker - P_{ST} de la Fase C.....60
Figura 3. 18 Nivel de distorsión armónica de tensión fundamental.....62
Figura 3. 19 Nivel de distorsión armónica de tensión del tercer orden.....62
Figura 3. 20 Nivel de distorsión armónica de tensión del quinto orden 62
Figura 3. 21 Nivel de distorsión armónica de tensión del séptimo orden.....63
Figura 3. 22 Factor de potencia de la Fase A 65
Figura 3. 23 Factor de potencia de la Fase B 65
Figura 3. 24 Factor de potencia de la Fase C 66
Figura 3. 25 Apreciación de las potencias en la medición de la Fase A 68
Figura 3. 26 Apreciación de las potencias en la medición de la Fase B 68
Figura 3. 27 Apreciación de las potencias en la medición de la Fase C 69
Figura 3. 28 Apreciación de las potencias total en la medición.....69
Figura 3. 29 Comparación del nivel de severidad flicker - Pst Fase A 71
Figura 3. 30 Comparación del nivel de severidad flicker - Pst Fase B 72
Figura 3. 31 Comparación del nivel de severidad flicker – P_{st} Fase C.....73
Figura 3. 32 Comparación del nivel de distorsión armónica fundamental de tensión 75
Figura 3. 33 Comparación del nivel de distorsión armónica de tensión del 3ro orden.....76
Figura 3. 34 Comparación del nivel de distorsión armónica de tensión del 5to orden.....76
Figura 3. 35 Comparación del nivel de distorsión armónica de tensión del 7mo orden....77
Figura 3. 36 Diagrama de localización de los diferentes elementos del convertidor, en el aerogenerador GOLDWIND 1.5 MW.....79
Figura 3. 37 Comparación del factor de potencia de la Fase A 80
Figura 3. 38 Comparación del factor de potencia de la Fase B 81
Figura 3. 39 Comparación del factor de potencia de la Fase C 82
Figura 3. 40 Comparación de la energía activa total (Wh) 85
Figura 3. 41 Comparación de la energía aparente total (VAh) 86
Figura 3. 42 Comparación de la energía reactiva total (VARh) 86

Índice de Tablas

Tabla 1. 1 Especificaciones técnicas del aerogenerador GOLDWIND GW70/1500 15
Tabla 2. 1 Rangos de medición del equipo Fluke 1744 35
Tabla 3. 1 Valores de tolerancia del Vi' y THD$'$.....44
Tabla 3. 2 Resumen del nivel de severidad flicker de corta duración de la Fase A.....46
Tabla 3. 3 Resumen del nivel de severidad flicker de corta duración de la Fase B.....46
Tabla 3. 4 Resumen del nivel de severidad flicker de corta duración de la Fase C.....46
Tabla 3. 5 Resumen de la distorsión armónica de tensión de la Fase A 49
Tabla 3. 6 Resumen de la distorsión armónica de tensión de la Fase B 49
Tabla 3. 7 Resumen de la distorsión armónica de tensión de la Fase C 49
Tabla 3. 8 Resumen del factor de potencia de la Fase A 52
Tabla 3. 9 Resumen del factor de potencia de la Fase B.....52
Tabla 3. 10 Resumen del factor de potencia de la Fase C.....52
Tabla 3. 11 Energía registrada por el equipo de la Fase A 55
Tabla 3. 12 Energía registrada por el equipo de la Fase B.....55
Tabla 3. 13 Energía registrada por el equipo de la Fase C.....55
Tabla 3. 14 Energía total registrada por el equipo 55
Tabla 3. 15 Resumen del nivel de severidad de corta duración de la Fase A 58
Tabla 3. 16 Resumen del nivel de severidad de corta duración de la Fase B 58
Tabla 3. 17 Resumen del nivel de severidad de corta duración de la Fase C 58
Tabla 3. 18 Resumen de la distorsión armónica de tensión de la Fase A 61
Tabla 3. 19 Resumen de la distorsión armónica de tensión de la Fase B 61
Tabla 3. 20 Resumen de la distorsión armónica de tensión de la Fase C 61
Tabla 3. 21 Resumen del factor de potencia de la Fase A 64
Tabla 3. 22 Resumen del factor de potencia de la Fase B.....64
Tabla 3. 23 Resumen del factor de potencia de la Fase C.....64
Tabla 3. 24 Energía registrada por el equipo de la Fase A 67
Tabla 3. 25 Energía registrada por el equipo de la Fase B.....67
Tabla 3. 26 Energía registrada por el equipo de la Fase C.....67
Tabla 3. 27 Energía total registrada por el equipo 67
Tabla 3. 28 Comparación del nivel de severidad de corta duración flicker – P_{st} Fase A .71
Tabla 3. 29 Comparación del nivel de severidad de corta duración flicker – P_{st} Fase B .72
Tabla 3. 30 Comparación del nivel de severidad de corta duración flicker – P_{st} Fase C .73
Tabla 3. 31 Comparación de la distorsión armónica fundamental de tensión 75
Tabla 3. 32 Comparación de la distorsión armónica de tensión del 3ro orden 75
Tabla 3. 33 Comparación de la distorsión armónica de tensión del 5to orden 76
Tabla 3. 34 Comparación de la distorsión armónica de tensión del 7mo orden.....77
Tabla 3. 35 Comparación del factor de potencia Fase A 80
Tabla 3. 36 Comparación del factor de potencia Fase B.....81
Tabla 3. 37 Comparación del factor de potencia Fase C.....82
Tabla 3. 38 Comparación de la energía total.....85

1. CENTRALES EÓLICAS

1.1 Introducción

La energía eólica es el recurso renovable más utilizado para la generación de energía eléctrica en todo el mundo, si se excluye la energía hidroeléctrica. Bajo el esquema de reducción de emisiones, muchos parques eólicos en varios países se han planeado y/o instalado para suministrar energía a la red eléctrica en los últimos años [1].

En el límite geográfico de los cantones de Loja y Catamayo, se construyó el parque eólico Villonaco, entre los puntos más altos del cerro que lleva el mismo nombre, este se encuentra aproximadamente a 2.720 m.s.n.m, cuenta con 11 aerogeneradores de 1.5 MW cada uno, con una altura de cada torre de 100 m; posee una potencia nominal de 16.5 MW, se predice que aportará con 60 millones de kWh/año, teniendo un factor de planta aproximado de 41.6% y se obtendrá una velocidad del viento anual de 12.4 m/s [2].

Este proyecto es considerado como uno de los proyectos emblemáticos realizados por el gobierno de Ecuador, ya que contribuirá con la diversificación de la matriz energética actual, a más será una energía limpia para el país, ya que utiliza un recurso renovable e inagotable. En cuanto a beneficios este reducirá la emisión de 35.929 toneladas/año de CO2, evitará el consumo de combustibles equivalente a 4.5 millones de galones de diésel/año y generará un ahorro económico constante al país de 13´260.216 dólares por año (costo equivalente de generación térmica con diésel), finalmente inyectará al sistema nacional interconectado el 0.3% de la energía total generada [2].

Cada aerogenerador instalado en el parque eólico Villonaco consta con un transformador Pad-Mounted que eleva la tensión de 620 V - 34.5 kV, posteriormente se conecta con la subestación Villonaco que se encuentra a 1 km de distancia y en esta se eleva la tensión de 34.5 kV – 69 kV, para después conectarse con la subestación Loja, la cual es el punto de conexión con el sistema nacional interconectado, como se indica el diagrama unifilar del sistema (ver Figura 1.1) [2].

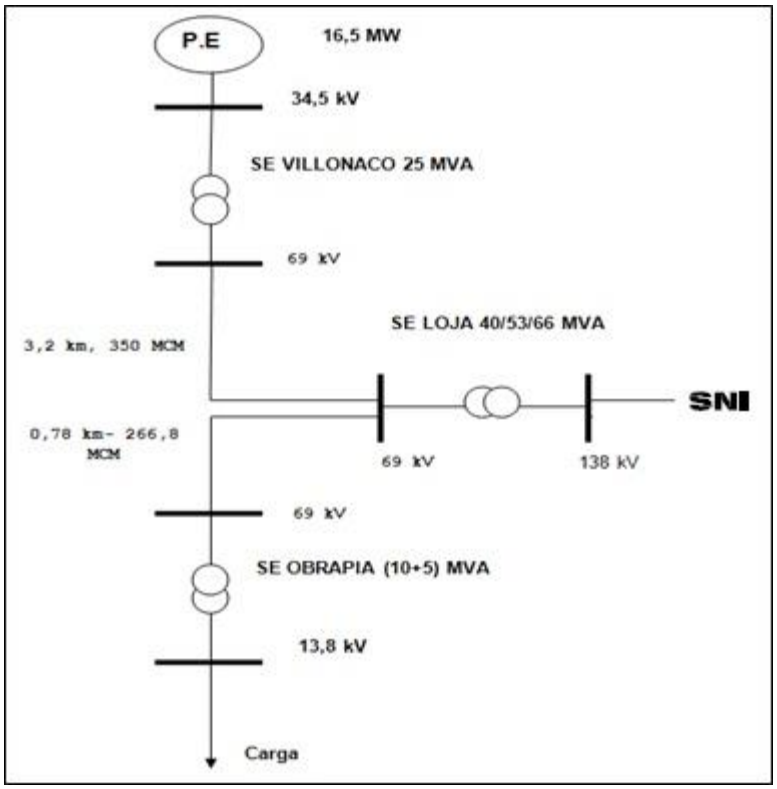

Figura 1. 1 Diagrama Unifilar. Fuente Autores.

El parque eólico Villonaco inició su operación en la modalidad de fase de pruebas, desde el 2 de Enero de 2013 hasta Agosto del mismo año. A partir de esta fecha, se comenzó con la etapa comercial en la que se considera a la central eólica Villonaco como un generador más, que aporta al sistema nacional interconectado, para cubrir la demanda eléctrica del país [2].

Dentro de la etapa de operación del parque eólico, se han realizado maniobras que han permitido la observación del comportamiento de cada aerogenerador y en conjunto. Se han realizado ajustes a los equipos, conexiones y desconexiones, mediciones y evaluaciones de los equipos auxiliares asociados al parque eólico.

La Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSA) dispone de una recopilación de datos de operación del parque eólico Villonaco. Sin embargo no se ha realizado un estudio, sobre la influencia en la calidad del producto, por parte de la generación del parque eólico Villonaco, en el sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Regional del Sur. La EERSA por su iniciativa, instaló un registrador de carga en la subestación Obrapía, que se encuentra cercana al punto de inyección de energía al parque eólico Villonaco, pudiendo determinarse con esta información la

incidencia que está ejerciendo esta generación, en el sistema de sub-transmisión de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.

Por lo tanto al no existir un estudio de la influencia en la calidad del producto, por parte de la generación del parque eólico Villonaco, se requiere realizar un estudio que permita definir cómo afecta la operación de este sistema de generación en el sistema de distribución.

1.2 Aerogenadores o Turbinas Eólicas

El viento es una fuente de energía gratuita, limpia e inagotable. La energía cinética del viento es la energía eólica, y a lo largo de la historia se han desarrollado diferentes sistemas tecnológicos para la utilización de dicha energía. Inicialmente la energía obtenida por las máquinas eólicas, fue básicamente para impulsar barcos y mover molinos (molienda de grano y bombeo de agua). Desde finales del siglo XX hasta la actualidad, la aplicación más utilizada de la energía contenida en el viento, es la producción de electricidad por medio de los aerogeneradores, que son sistemas capaces de transformar, de forma eficiente, la energía cinética del viento en energía eléctrica [3] [4] [5] [6].

Desde el inicio de las turbinas de viento modernas en 1957 por la innovadora turbina eólica Gedser (200 kW), el concepto principal de la turbina eólica ha sido una turbina de viento de eje horizontal de tres palas eólica conectada a la red a un sistema trifásico de corriente alterna. Muchos conceptos diferentes se han desarrollado y probado desde entonces [7].

Desde 1993, en algunos aerogeneradores han sustituido el "tradicionalmente" generador asíncrono por un generador síncrono. Este desarrollo ha introducido el uso de la electrónica de potencia en el diseño de turbinas eólicas y llevado a un nuevo concepto de control, es decir, las turbinas eólicas de velocidad variable [7].

1.2.1 Clasificación de los Aerogeneradores

Los aerogeneradores se clasifican en función de la posición del eje de giro del rotor: [5]

- Aerogeneradores de eje vertical, VAWT (Vertical Axis Wind Turbine)
  - Tipo Savonius.

- Tipo Darrieus.
- Tipo híbridos Darrieus-Savonius.

- Aerogeneradores de eje horizontal, HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine)
  - Barlovento.
  - Sotavento.

1.2.1.1 Aerogeneradores de eje vertical

- **Aerogeneradores del tipo Savonius.** La acción fundamental del viento sobre dicho aerogenerador es en forma de resistencia, en cuanto a su estructura, consta de dos o más palas verticales, cuya sección recta tiene forma de S (ver Figura 1.2), una de sus ventajas es poseen par de arranque, pero su bajo rendimiento y su reducida velocidad de giro hacen que sus aplicaciones estén limitadas para de la generación de energía eléctrica [5] [6].

Figura 1. 2 Aerogenerador tipo Savonius. Fuente [5].

Entre las características que ofrece el aerogenerador Savonius se tiene: [5]

- Se lo puede utilizar con vientos de poca intensidad.
- Tiene un coeficiente de potencia muy bajo aproximadamente 0.15, siendo el máximo 0.59.
- Debido a que poseen palas fijas, es imposible reducir la superficie aerodinámica en caso de velocidades superiores a la nominal.
- Requiere de un dispositivo mecánico para el frenado del aerogenerador.

- Debido a la elevada superficie expuesta de las palas, se necesita de una estructura robusta que resista los vientos extremos.
- Se lo utiliza en aplicaciones de poca potencia.
- Son poco ruidoso.

- **Aerogeneradores del tipo Darrieus.** Dicho aerogenerador consta de dos o tres palas, cada una en forma de un semi ovalo (ver Figura 1.3). Su rendimiento y velocidad de giro son comparables a las turbinas eólicas de eje horizontal, pero su producción energética sigue siendo menor a la potencia instalada, sin embargo son incapaces de arrancar por sí solos dado que el par de arranque es nulo por lo que dicho aerogenerador necesita un dispositivo auxiliar para que comience a girar, también es necesario emplear tensores para garantizar la estabilidad estructural del mismo [3] [5] [6].

Figura 1. 3 Aerogenerador tipo Darrieus. Fuente [5].

Entre las características que ofrece el aerogenerador Darrieus se tiene: [5]

- Turbina eólica rápida.
- Su eficiencia sigue siendo menor que los aerogeneradores de eje horizontal, pero mayor al aerogenerador de eje vertical tipo Savonius.
- No tiene inconvenientes con los cambios de dirección del viento.
- Se los puede utilizar con vientos de poca intensidad y en un rango limitado.

- Al igual que el aerogenerador de eje vertical tipo Savonius, necesita de un control de velocidad, para mantener la eficiencia dentro de unos valores aceptables.
- Debido a que poseen palas fijas, es imposible reducir la superficie aerodinámica en caso de velocidades superiores a la nominal.
- Requiere de un dispositivo mecánico para el frenado del aerogenerador.
- Son poco ruidoso.
- Son capaces de funcionar con vientos turbulentos.
- Componentes como el multiplicador y el generador eléctrico se pueden ubicar al nivel del suelo.

- **Aerogeneradores híbridos Darrieus-Savonius.** Este aerogenerador es la unión de los dos anteriores (ver Figura 1.4) con la ventaja de que el par de arranque lo aporta el aerogenerador Savonius, que se encuentra situado en el interior del aerogenerador Darrieus.

Figura 1. 4 Aerogenerador híbrido Darrieus-Savonius. Fuente [5].

Los aerogeneradores de eje vertical, debido a su bajo rendimiento, prácticamente han desaparecido del mercado actual [3] [5].

1.2.1.2 Aerogeneradores de eje horizontal

Estas turbinas eólicas son los tipos de sistemas de captación eólica más desarrollados y utilizados en la producción de energía, empleándose desde capacidades pequeñas del orden de los vatios hasta grandes aerogeneradores de potencia de varios MW.

- **Aerogeneradores con rotor a barlovento (upwind)**. Son las turbinas eólicas utilizadas actualmente con mayor frecuencia (ver Figura 1.5), ya que tienen las palas delante de la góndola y el viento choca con el rotor directamente, para que no exista ningún elemento del aerogenerador que pueda frenar el viento o crear turbulencias. Como desventaja principal es el requerimiento de un sistema de orientación del rotor que lo mantenga enfrentando al viento [5].

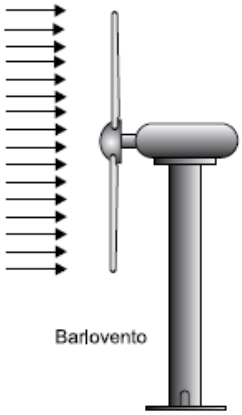

Figura 1. 5 Aerogenerador con rotor a barlovento. Fuente [3].

- **Aerogeneradores con rotor a sotavento (downwind).** Son turbinas eólicas auto orientables que no requieren de un dispositivo de orientación, sin embargo como desventajas se tienen que: presenta interferencias aerodinámicas a causa de que las palas se encuentran en la parte trasera de la góndola creando una sombra aerodinámica, la cual origina oscilaciones en las palas, además de ciertos fenómenos acústicos de baja frecuencia, (ver Figura 1.6) [3] [5].

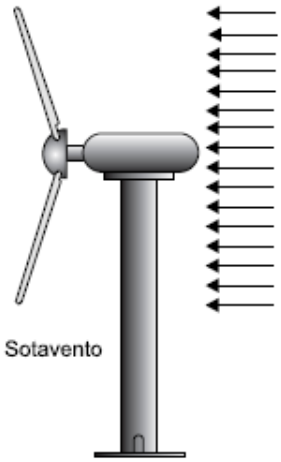

Figura 1. 6 Aerogenerador con rotor a sotavento. Fuente [3].

Entre las características que ofrecen los aerogeneradores de eje horizontal se tiene: [8]

- El rendimiento de estos aerogeneradores, es mayor que los de eje vertical.
- En ambos casos de los aerogeneradores de eje horizontal, la velocidad de rotación es mayor que la de las turbinas eólicas de eje vertical.
- En cuanto a la superficie de la pala, comparando con los aerogeneradores de eje vertical, es menor para una misma área barrida.

1.2.2 Elementos de los aerogeneradores

1.2.2.1 Elementos del aerogenerador con caja multiplicadora

La parte más débil de un aerogenerador es la caja multiplicadora, y con las nuevas necesidades de generación en grandes cantidades, el diseño de las mismas se ha convertido en un problema, ya que deben ser voluminosas y pesadas, para ser capaces de manejar el par de torsión generado por las palas [9].

El acoplamiento entre el rotor y el generador eléctrico es indirecto, esto se logra a través de la caja multiplicadora, con la finalidad de aumentar la velocidad de rotación, a las velocidades de operación requeridas por el generador [5] [10].

Este tipo de aerogeneradores con caja multiplicadora está compuesta por engranajes, rodamientos, ejes, etc. Teniendo ventajas y desventajas (ver Figura 1.7), como: [9] [10] [11]

Ventajas:

- Gran eficiencia del 98% en operación nominal.
- Tiene un generador liviano.

Desventajas:

- Necesita de bombas hidráulicas para su lubricación y mantenimiento.
- Teniendo una gran cantidad de engranajes, rodamientos, entre otros, se tiene un historial de fallas.
- Introduce errores de transmisión al aumentar la velocidad de rotación.

- El acoplamiento de los engranajes puede causar problemas.

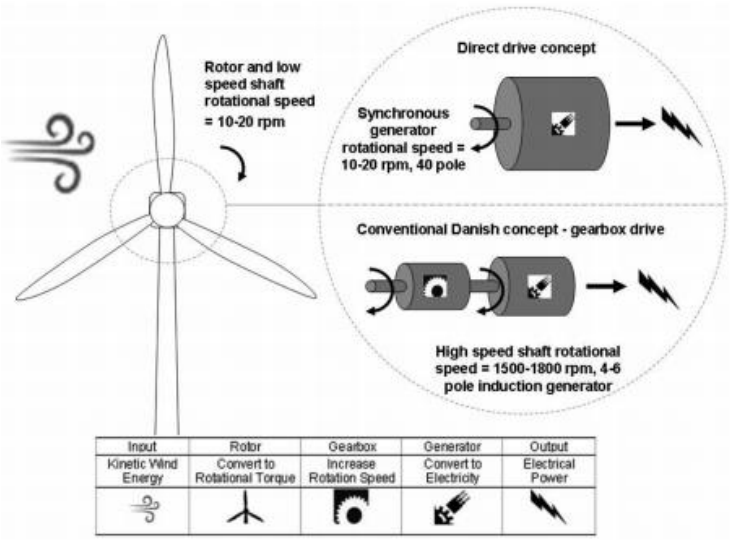

Figura 1. 7 Aerogenerador con y sin caja multiplicadora. Fuente [10].

Los principales elementos (ver Figura 1.8), que constituyen un aerogenerador de eje horizontal son: [5]

1. Pala.
2. Soporte de la pala.
3. Actuador del ángulo de paso.
4. Buje.
5. Cubierta.
6. Soporte principal.
7. Eje principal.
8. Luces de señalización aérea.
9. Multiplicador.
10. Dispositivos hidráulicos de refrigeración.
11. Frenos mecánicos.

12. Generador.

13. Convertidor de potencia y dispositivos eléctricos de control, protección y seccionamiento.

14. Transformador.

15. Anemómetros.

16. Góndola.

17. Torre.

18. Mecanismo actuador de la orientación.

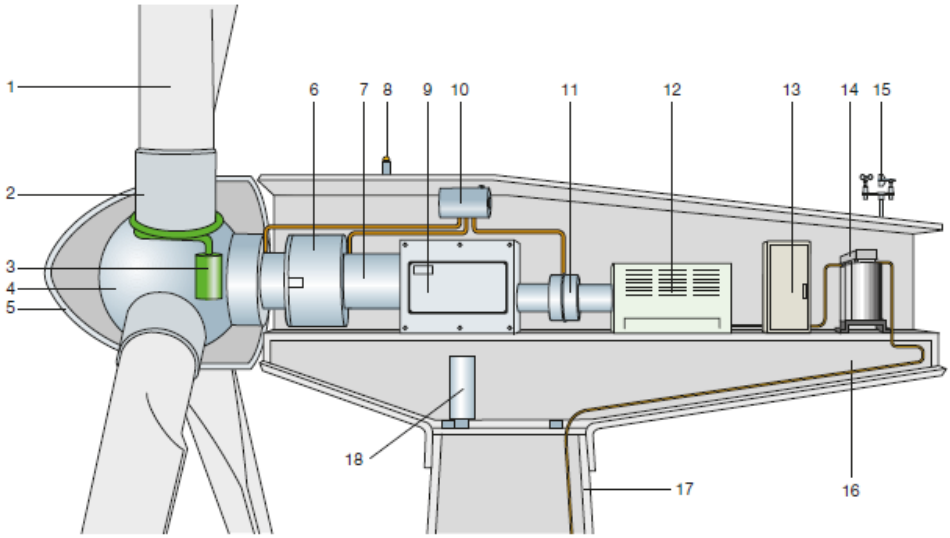

Figura 1. 8 Principales componentes de un aerogenerador. Fuente [5].

1.2.2.2 Elementos del Aerogenerador sin caja multiplicadora

Este tipo de aerogenerador, es el utilizado en el parque eólico Villonaco. En el parque se ha instalado aerogeneradores GOLDWIND GW70/1500, cuyo diámetro de rotor es de 70 metros, con una potencia de 1500 KW. Posee la tecnología Direct-Drive (sin caja multiplicadora) donde el generador es de tipo síncrono multipolo – imanes permanentes, esta tecnología permite reducir los componentes de la turbina y aumenta su fiabilidad [12].

Con la tecnología Direct-Drive, el rotor principal esta acoplado al eje de entrada del generador, eliminando la caja multiplicadora. Con el fin de generar energía a una velocidad baja de rotación, el generador debe tener muchos pares de polos y por lo general se emplea un generador síncrono [10].

Los principales elementos (ver Figura 1.9), que constituyen un aerogenerador GOLDWIND GW70/1500 son: [12]

1. Pala del rotor.
2. Eje – buje.
3. Sistema pitch.
4. Estator del generador.
5. Rotor del generador.
6. Góndola.
7. Torre.

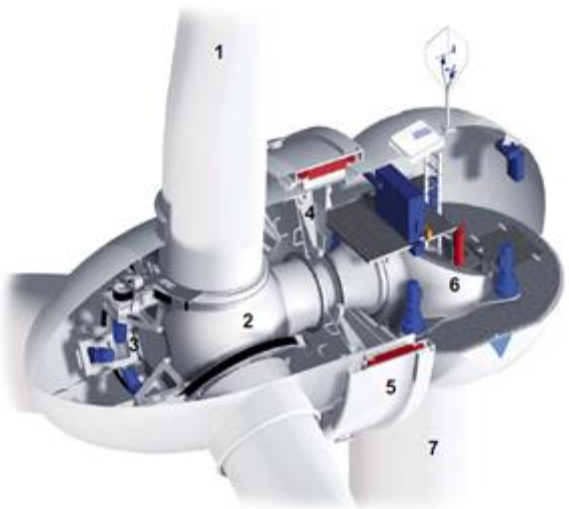

Figura 1. 9 Principales elementos del aerogenerador GOLDWIND GW70/1500. Fuente [13].

Palas. Son los elementos encargados de interactuar con el viento, se encargan de captar la energía cinética del mismo [3].

Buje del rotor. Es el componente que conecta las palas, al eje principal de transmisión, de manera que es el elemento encargado de transmitir la potencia extraída del viento al eje antes indicado. Existen tres tipos de bujes, como se indica en la Figura 1.10: [3]

- Buje rígido.
- Buje articulado.
- Buje basculante.

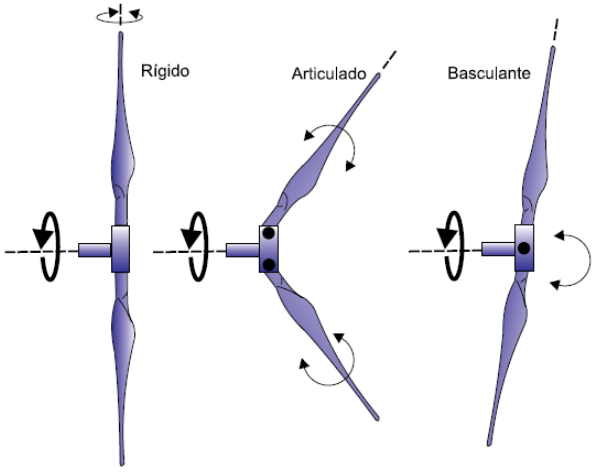

Figura 1. 10 Tipos de bujes. Fuente [3].

Sistema Pitch. El sistema de pitch regula con total control y precisión el ángulo de paso de pala en los aerogeneradores, permitiendo extraer la máxima energía del viento, las tres palas están controladas colectivamente, actuando cada pala independientemente (ver Figura 1.11) [13].

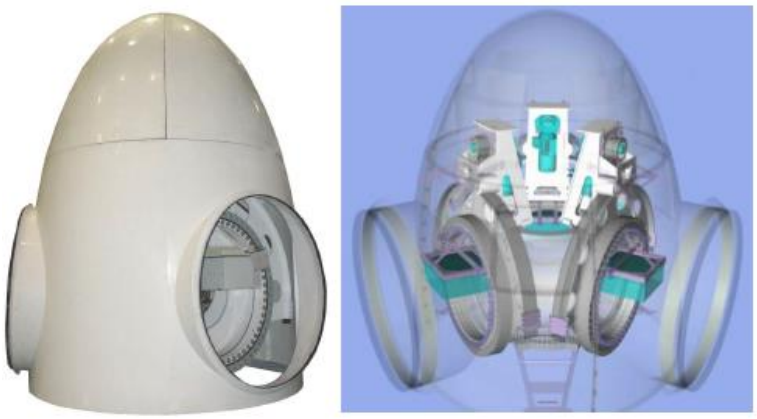

Figura 1. 11 Sistema pitch. Fuente [13].

Generador de Imanes Permanentes. El generador de la turbina GOLDWIND 1.5 MW es un tipo de generador multipolar de imanes permanentes de accionamiento directo síncrono. El accionamiento directo (Direct-Drive) de la turbina significa que no tiene caja multiplicadora, como consecuencia no hay acoplamientos, aceite de

caja de cambios, bombeo de aceite, enfriamiento, filtrado, y sistemas de monitoreo caja de engranajes, reduciendo al mínimo los componentes y los costes [13].

Este tipo de generador es síncrono o de excitación, lo que permite convertir la energía mecánica de rotación en energía eléctrica, mediante un campo magnético giratorio, el mismo que se lo puede obtener de dos maneras: mediante imanes permanentes ubicados en el rotor o por electroimanes alimentados por corriente continua [3] [5].

Hay que tener en cuenta que las maquinas síncronas giran siempre a la velocidad de sincronismo, por lo tanto para permitir un funcionamiento a velocidad variable, como es el caso de un aerogenerador, es necesario un convertidor de frecuencia, entre este generador y la red, inicialmente mediante un rectificador electrónico se transforma la corriente de frecuencia variable a la salida del generador en corriente continua y esta a su vez por medio de un inversor es convertida en corriente alterna, a la frecuencia de red (ver figura 1.12) [3] [5].

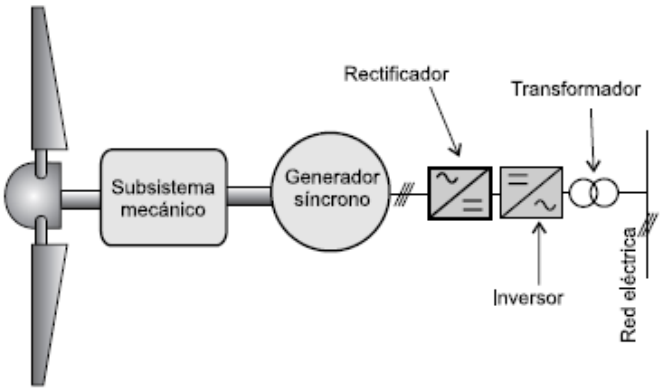

Figura 1. 12 Generador síncrono con convertidor de frecuencia. Fuente [3].

Estator del Generador. El estator del generador (ver Figura 1.13) es una combinación de componentes fundidas y soldadas que opera como base, permitiendo desde ese punto se produzca la rotación de la maquita, se debe tener en cuenta que este no se mueve mecánicamente, pero si magnéticamente. El estator está fijado a la estructura de base de la turbina [13].

Rotor del Generador. Los imanes permanentes se colocan en el interior del cilindro de rotor en 22 bloques de 4 polos, dando como resultado 88 polos. Los

campos magnéticos de los polos, que giran alrededor de las bobinas del estator, producen la tensión en el estator. El rotor es un rotor externo, es decir, el rotor gira alrededor del exterior del estator (ver Figura 1.13) [13].

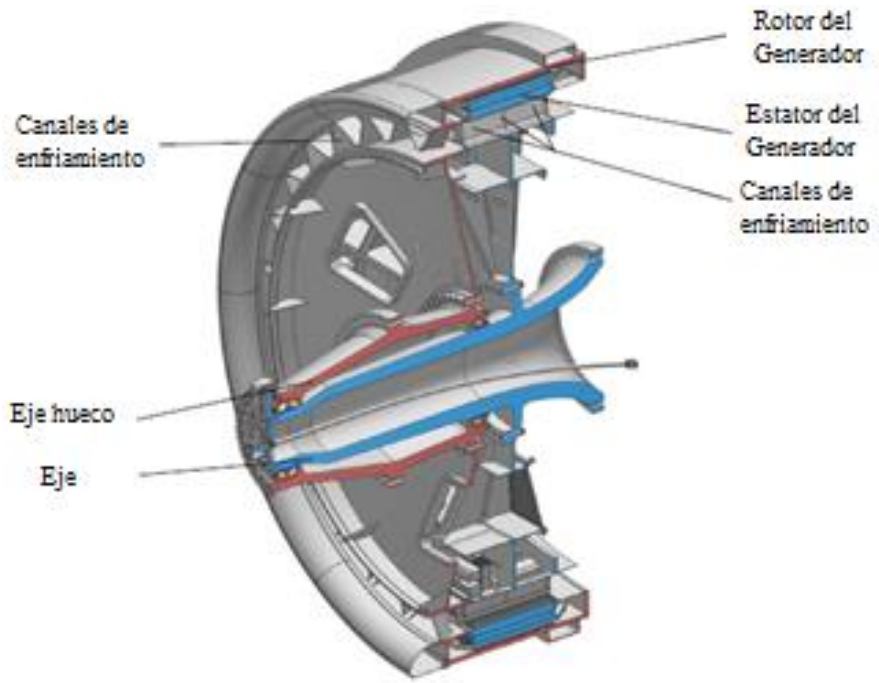

Figura 1. 13 Generador de imanes permanentes con accionamiento directo. Fuente [13].

Góndola. La góndola (ver Figura 1.14) es el compartimiento donde se ubican varios elementos como son: sistema hidráulico, grúa auxiliar y los llamados top boxes, que incluye varios componentes eléctricos, el equipo meteorológico, anemómetro y veleta, ocupan su lugar en la parte superior de la cubierta. Por otro lado es la parte del aerogenerador que se sienta encima de la torre. Se compone de tres partes: [3] [13]

- Bastidor de base.- Es la estructura de soporte.
- Plataforma transitable.- Está fijada al bastidor de base y proporciona un área para el personal de mantenimiento y de los sistemas que se alojan en la góndola.
- Cubierta de fibra de vidrio.- La cual tiene la función de proteger a todos los elementos de los agentes atmosféricos.

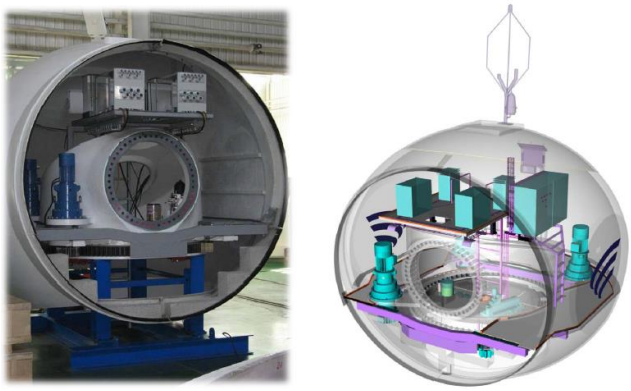

Figura 1. 14 Góndola del aerogenerador GOLDWIND 1.5 MW. Fuente [12].

Torre. La torre está fabricada con acero de alta resistencia, dividido en varias secciones las cuales pueden existir entre 3 y 5 dependiendo de la altura de la torre. Cada sección contiene una pestaña interior en cada extremo para la conexión de los segmentos y están equipadas con un carril de la escalera y la seguridad [13].

1.2.2.2.1 Características del Aerogenerador GOLDWIND GW70/1500

Las especificaciones técnicas del aerogenerador GOLDWIND GW70/1500 son:

Tabla 1. 1 Especificaciones técnicas del aerogenerador GOLDWIND GW70/1500. Fuente [12].

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS (1.5 MW)	
Potencia nominal:	1500 kW
Diámetro de rotor:	70 m (GW 70 / 1500)
Velocidad Cut-In:	3 m/s
Velocidad Nominal	11,6 m/s
Velocidad Cut-Out:	25 m/s (media de 10 min)
Velocidad máxima soportada por el aerogenerador:	60 m/s (media de 3 min)
Generador:	3-fases (2x) Generador CA Síncrono Imanes Permanentes
Voltaje nominal:	620 V o 690 V
Frecuencia nominal:	50 – 60 Hz
Velocidad de rotación:	9~20 r.p.m.
Peso de góndola (excluyendo generador y rotor):	11 ton

Peso del generador:	44 ton
Peso del rotor (incluyendo rotor y buje):	28 ton

Las ventajas más importantes del aerogenerador GOLDWIND GW70/1500 son: [12] [13]

- Menores costos de mantenimiento y tiempos de parada.
  - Menores componentes y ausencia de multiplicadora resulta tener mejor fiabilidad y costos de mantenimiento.
- Mayor eficiencia de generación.
  - Imanes permanentes evitan perdidas por cableado en el rotor.
  - Direct Drive evita perdidas mecánicas asociadas a multiplicadoras y acoplamientos.
  - El convertidor de potencia total provee flexibilidad para optimizar la velocidad rotacional para maximizar la captura de energía.
  - Refrigeración pasiva por el aire elimina las perdidas parásitas de otros sistemas de refrigeración.
- Mejor conectividad a la red.
  - Convertidor de potencia total permite mejor respuesta ante huecos de tensión y control de potencia reactiva.
- Fiabilidad.
  - Alrededor de 98% de disponibilidad.
  - Paquete de garantía de 5 años, garantizando un 97% de disponibilidad.

Una de las principales ventajas de dicho aerogenerador, es su conexión a la red a través de la tecnología de Velocidad Variable, la cual tiene las siguientes particularidades: [7] [12] [13]

- Rectificación pasiva de diodos: alta frecuencia, baja interferencia electromagnética.
- Muy pocos armónicos entregados a la red.
- Ajuste automático de los 50 o 60 Hz de frecuencia.
- Certificado ante huecos de tensión de bajo voltaje.

- Control total de potencia reactiva.
- Alta fiabilidad: refrigeración del aire, control robusto del convertidor.

1.3 Características generales de los parques eólicos

Un parque eólico es una unidad de generación eléctrica, la misma que cuenta con un número de aerogeneradores que transforman, energía eólica por energía eléctrica, se encuentran conectados eléctricamente mediante una red de media tensión. Es importante mencionar que estos parques se pueden situar tanto en el mar *(offshore)* como se muestra en la figura 1.15, como en la tierra (*onshore*) como se indica en la figura 1.16, siendo estos últimos los más habituales [14] [15].

Figura 1. 15 Parque eólico Offshore. Fuente [15].

Figura 1. 16 Parque eólico Onshore. Fuente [2].

La energía eólica es amigable con el ambiente, porque es considerada una fuente de energía limpia y renovable, ya que para su producción, no se requiere de combustión alguna, por lo tanto no produce contaminantes residuales [14] [15].

La energía eólica como forma de generación participa de forma progresiva en los servicios del sistema y constituye una unidad de generación, que cada vez es más similar a una unidad convencional en su relación con el sistema (despacho, regulación de algunos factores, facturación, explotación, etc). Mecanismos de predicción de la producción que se entregará en las horas y días siguientes [14] [15].

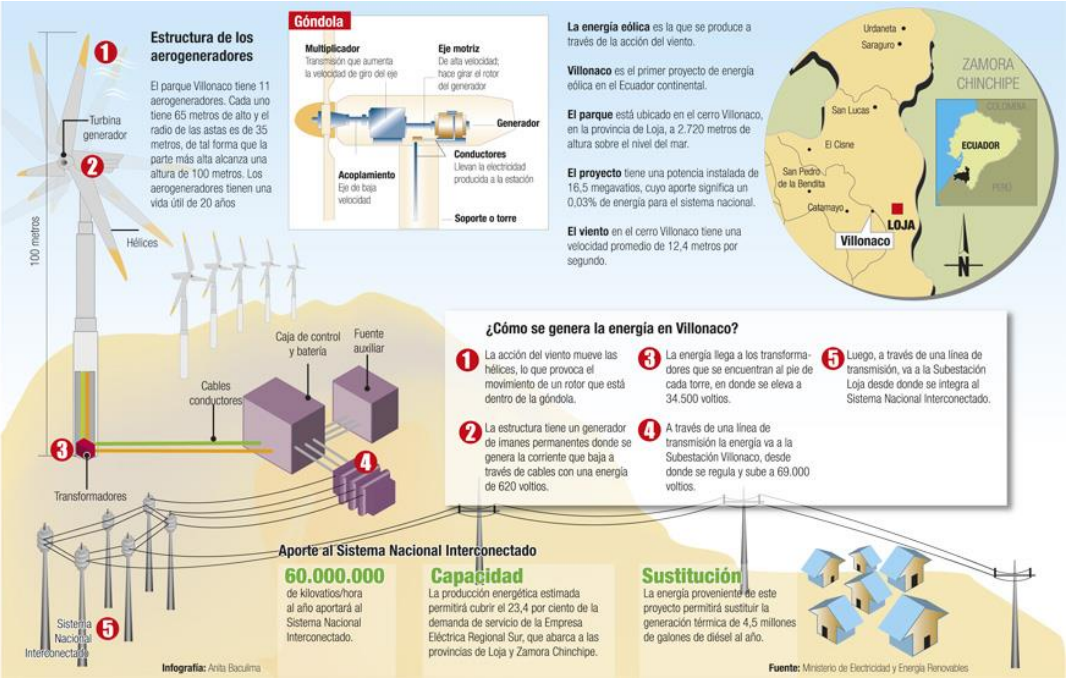

Figura 1. 17 Características generales del Parque Eólico Villonaco. Fuente [2].

2. CALIDAD DE ENERGÍA

2.1 Introducción

Para conocer la importancia sobre la calidad de energía, es necesario saber que existen problemas que afectan al suministro de la misma. Para la presente tesis, al tratarse de la incidencia de un parque eólico en la red de distribución de una empresa distribuidora, es necesario indicar los inconvenientes que posee el ingreso de la energía generada por dicho parque eólico.

La "Calidad de Energía" es un término usado para describir el aspecto más importante de la red eléctrica, que abarca varios tipos de problemas de las perturbaciones que se dan en el suministro de la electricidad y en los sistemas eléctricos de potencia [16].

La calidad de la energía se ha convertido en un tema muy importante y una razón clave para su creciente importancia, es la rápida difusión de la utilización de equipos sensibles a las perturbaciones del sistema de energía y el uso generalizado de convertidores electrónicos de potencia. La adición de las turbinas de viento puede tener un efecto significativo y esto aumenta la complejidad de este problema. Dependiendo de la configuración de la red y del tipo de turbina de viento utilizado, pueden surgir diferentes problemas de calidad de energía [16].

La inyección de energía eólica, generada por la operación de parques eólicos, en la red eléctrica de un sistema de energía, puede ser motivo de varios disturbios tales como: [17] [18]

- Cambio del nivel de tensión.
- Inyección de armónicos.
- Impacto de las fluctuaciones de tensión (flicker).
- Influencia de las acciones de conmutación.
- Aumento de la potencia de cortocircuito en el punto de interconexión.
- Estabilidad eléctrica.
- Entre otros.

Lo antes mencionado se explicará en el transcurso del presente capítulo.

2.2 Definición de la calidad del producto

La calidad del producto, está relacionada con perturbaciones eléctricas como los componentes armónicos, fluctuaciones de tensión y el factor de potencia que se producen en las redes, fundamentalmente relacionadas con cargas no lineales, que pueden afectar a las condiciones eléctricas de suministro y ocasionar el mal funcionamiento o daño de equipos y procesos [19] [20].

La calidad de energía se la puede definir de distintas maneras, cada concepto es diferente desde el punto de vista que se tome. Hasta la fecha no existe una definición exacta acerca del término, pero básicamente se refiere a la calidad de la tensión y de la corriente suministrada, la misma que va de la mano con la disponibilidad del suministro eléctrico, de manera más específica dicho por ciertos estándares internacionales, se dice que: [2]

- Calidad de energía según la norma de Compatibilidad Electromagnética parte 4-30: Técnicas de Ensayo y de Medida. Métodos de Medida de la Calidad de Potencia IEC 61000-4-30 "son las características de la electricidad en un punto dado de una red de energía eléctrica, evaluadas con relación a un conjunto de parámetros técnicos de referencia".
- Calidad de energía según la norma de Practica Recomendada para el Monitoreo de la calidad de energía eléctrica IEEE 1159-1995 "es una gran variedad de fenómenos electromagnéticos que caracterizan la tensión y la corriente en un instante dado y en un punto determinado de la red eléctrica".
- Calidad de energía según la norma Europea de Calidad de Energía 50160 "es una característica física del suministro de electricidad, la cual debe llegar al cliente en condiciones normales, sin producir perturbaciones ni interrupciones en los procesos del mismo".

2.3 Importancia del estudio de la calidad del producto

Hoy en día la mala calidad de energía provoca enormes pérdidas económicas en los sistemas eléctricos. "*Se estima que por problemas de calidad de energía, a la industria y al comercio en la Unión Europea le cuestan cerca de 100 millones de euros al año"* [21].

La calidad de energía tiene una importancia creciente en los mercados de suministro de electricidad desregulados. Siendo una de las razones más importantes el aumentar la productividad y competitividad por parte de las empresas [21] [22].

El paso más trascendente es identificar y solucionar los problemas que pueden afectar al sistema de potencia, ya que los problemas eléctricos pueden dañar el comportamiento del equipo y reducir su confiabilidad, disminuir la productividad y la rentabilidad e incluso puede poner en peligro la seguridad del personal [19].

El problema de calidad de energía es que afecta a la confiabilidad de la energía de la demanda, especialmente a los grandes consumidores como las industrias. Por lo tanto la mejora de los problemas de calidad de energía es especialmente necesaria en el lado del usuario final [21].

La mayoría de los equipos son capaces de operar satisfactoriamente con variaciones relativamente amplias. Los sistemas eléctricos de potencia en la actualidad están conectados a muchas cargas no lineales, estos incluyen equipos electrónicos de potencia, dispositivos de descarga de arco, equipos de control electrónico de dispositivos semiconductores, máquinas rotativas y cargas residenciales con fuentes de alimentación conmutadas, como computadoras [21].

La utilización extendida y progresiva de fuentes alternativas no convencionales, como son la energía eólica y solar, para el presente caso la energía eólica; utilizan usualmente generadores con inversores, esquemas híbridos en muchos casos conectados a la red de distribución, siendo así el proceso de conversión de corriente continua a corriente alterna el generador de distorsión armónica [22].

Es importante que el tratamiento de los disturbios se realice de forma sistemática, es decir, que las soluciones de los problemas de calidad de la energía vayan a través de todos los involucrados: como son los fabricantes de equipos, distribuidores, usuarios finales, y las agencias reguladoras en el sector de la electricidad [20].

2.4 Aspectos que incluye el concepto de la calidad del servicio eléctrico

Hay que tener en cuenta que existen tres aspectos de calidad y son: [23]

- ***Calidad del producto.-*** La empresa distribuidora es la responsable de efectuar las mediciones y el procesamiento correspondiente de los datos levantados, estos parámetros se detallan posteriormente.
- ***Calidad de servicio técnico.-*** El presente aspecto trata sobre la evaluación de la interrupción del servicio eléctrico, basándose en la frecuencia y la duración total del mismo. El levantamiento de información y cálculo se efectuará de forma tal que los indicadores determinados representen en la mejor forma posible, la cantidad y el tiempo total de las interrupciones que afecten a los consumidores.
- ***Calidad del servicio comercial.-*** El presente aspecto trata sobre la obligación que posee la empresa distribuidora de proveer, además del suministro de la energía eléctrica, un conjunto de servicios comerciales relacionados, necesarios para mantener un nivel adecuado de satisfacción a los consumidores.

Los tres aspectos antes indicados deberán estar a disposición del CONELEC al momento que este lo requiera.

Dentro de la calidad del producto se tienen los siguientes parámetros: [23]

- Nivel de voltaje.
- Perturbaciones de voltaje:
  - Armónico.
  - Flicker.
- Factor de potencia.

A continuación se analizarán y detallarán los parámetros: factor de potencia, armónicos y flickers.

2.4.1 Factor de potencia

Se puede definir al factor de potencia (FP), como la relación entre la potencia útil o activa medida en kilovatios (kW), y la demanda total de energía eléctrica, que se refiere a la potencia total o aparente medida en kilovoltio amperios (kVA), básicamente refleja la eficiencia de como una instalación utiliza la electricidad [24].

$$FP = cos\varphi = \frac{P}{S} = \frac{kW}{kVA} \tag{2.1}$$

El valor que puede tomar el FP, teóricamente varía entre el 0% y l00%, donde: [24]

- Un valor de 0% o 0 significaría que se suministraría solamente potencia reactiva, con lo cual ningún trabajo útil se podría lograr.
- Un valor de 100% o 1, llamado factor de potencia unitario, se produce cuando se tiene todo el poder como potencia activa, esto significa que la totalidad de la energía consumida por una instalación va a producir un trabajo útil. Lo cual no es posible, ya que existen dispositivos que utilizan bobinas o condensadores inductivos, tales como: motores eléctricos, transformadores, etc., estos requieren una porción significativa de otro tipo de potencia, la reactiva, para su correcto funcionamiento.

Para una potencia constante, la cantidad de corriente de la red se incrementa en la medida que el FP disminuya, por ejemplo, con un FP de 0.5, la cantidad de corriente para la carga será dos veces la corriente útil. En cambio para un FP de 0.9, la cantidad de corriente será de 10% más alta que la corriente útil, por lo cual se recomienda que el FP sea siempre mayor a 0.92 caso contrario existen problemas como: [23] [25]

- Transformadores y redes que pueden sobrecargarse.
- Aumento de las perdidas por el efecto Joule.
- Incremento en la caída de voltaje resultado de un suministro inadecuado en las cargas.
- Incremento de la potencia aparente, con lo cual se reduce la capacidad de carga instalada.
- Estas pérdidas afectan al productor y distribuidor de la energía, por lo que se penaliza.

Dentro de los parques eólicos que cuentan con aerogeneradores de velocidad variable y tecnología Direct Drive, la cual es una configuración donde el generador esta acoplado directamente al rotor de la turbina eólica, por lo tanto se requiere la presencia de la electrónica de potencia, ya que juega una parte esencial, para la integración de las unidades de generación antes mencionadas, para lograr una alta eficiencia y alto rendimiento en sistemas de potencia [26].

Los convertidores electrónicos de potencia, se utilizan para que coincidan las características de las turbinas de viento con los requisitos de conexiones a la red, incluyendo la frecuencia, voltaje, control de potencia activa y reactiva, armónicos, entre otros [26].

Por otro lado se tiene la presencia de dispositivos no lineales en la red, como son: fuentes de alimentación en estado sólido o conmutación, unidades de velocidad variable, unidades de DC, etc. Estos dispositivos y los convertidores electrónicos de potencia generan distorsión armónica [24].

La distorsión armónica convierte esencialmente una porción de la energía útil, en energía de alta frecuencia que ya no es útil para la mayoría de los dispositivos y se pierde en última instancia en forma de calor. De esta manera, la presencia de distorsión armónica reduce el factor de potencia dentro de los parques eólicos [24] [26].

2.4.2 Armónicos

La necesidad más importante de un sistema eléctrico es la fiabilidad del suministro eléctrico y esto conlleva, la calidad del suministro, que incluye el problema de la distorsión armónica [27].

El aumento del nivel de vida al que el hombre se ha acostumbrado dado por los dispositivos electrónicos y la tecnología en general que se tiene en la actualidad, da lugar a una creciente contaminación de la red eléctrica, por lo que es preciso establecer las condiciones que permitan un equilibrio apropiado entre la proporción de elementos no lineales, como los convertidores, y los niveles de distorsión permisibles en la red [22] [27].

Los inversores en los parques eólicos son una fuente de armónicos que puede causar la reducción de la calidad de energía de la red. Uno de los principales efectos de los armónicos en la red es que se incrementa la corriente de carga en los conductores. Las pérdidas de potencia por dicho incremento siempre están relacionadas con cargas no lineales, como arcos eléctricos y circuitos magnéticos saturados [25] [27].

La generación de energía eléctrica, generalmente, se produce a frecuencias nominalmente constantes de 50 o 60 Hz y la fuerza electromotriz de los generadores eléctricos puede considerarse prácticamente sinusoidal. Cuando una fuente de tensión senoidal se aplica a una carga no lineal, la corriente resultante no es perfectamente senoidal. En presencia de la impedancia del sistema, la corriente causa una caída de tensión no senoidal y, por tanto, produce una distorsión de la tensión en bornes de la carga, es decir, esta contiene armónicos [28].

Con frecuencia, los voltajes y corrientes de un circuito de potencia no son ondas senoidales puras. Los voltajes de línea casi siempre tienen una forma de onda satisfactoria, pero en ocasiones las corrientes aparecen muy distorsionadas, como se indica en la Figura 2.1. Esta distorsión puede ser producida por saturación magnética en los núcleos de transformadores o por la acción de conmutación de tiristores o IGBTs (transistor bipolar de puerta aislada, es un dispositivo semiconductor que generalmente se aplica como interruptor controlado en circuitos de potencia) en mandos electrónicos [25].

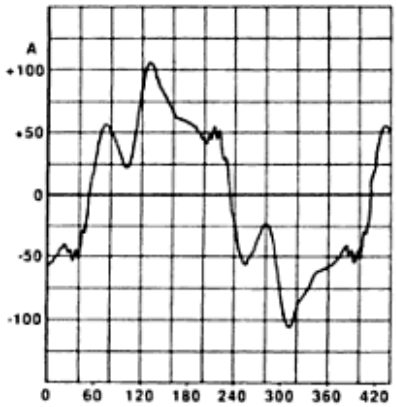

Figura 2. 1 Esta corriente a 60 Hz severamente distorsionada en un mando electrónico contiene los siguientes armónicos: fundamental (60 Hz) = 59 A; quinto armónico (300 Hz) = 15.6 A; séptimo armónico (420 Hz) = 10.3 A. También están presentes armónicos más altos, pero sus amplitudes son pequeñas. Fuente [25].

La distorsión de voltaje o corriente puede atribuirse a los armónicos que contiene. Un armónico es cualquier voltaje o corriente cuya frecuencia es un múltiplo entero de (2, 3, 4, etc., veces) la frecuencia de línea. Considerando un conjunto de ondas senoidales en el que la frecuencia más baja es f y todas las demás son múltiplos enteros de f, por definición, la onda senoidal que tiene la frecuencia más baja recibe

el nombre de fundamental y las otras el de armónicos. Por ejemplo, se dice que un conjunto de ondas senoidales cuyas frecuencias son de 20, 40, 100 y 380 Hz posee los siguientes componentes: [25]

- Frecuencia fundamental: 20 Hz (la frecuencia más baja).
- Segundo armónico: 40 Hz (2 x 20 Hz).
- Quinto armónico: 100 Hz (5 x 20 Hz).
- Decimonoveno armónico: 380 Hz (19 x 20 Hz).

Para comprender el efecto distorsionante de un armónico, se consideran dos fuentes sinusoidales e_1 y e_2 conectadas en serie (ver Figura 2.2a). Las frecuencias son 60 Hz y 180 Hz, respectivamente. Las amplitudes pico correspondientes son 100 V y 20 V. se supone que los voltajes fundamental (60 Hz) y de tercer armónico (180 Hz) pasan por cero al mismo tiempo, y ambos son ondas seno perfectas. Como las fuentes están en serie, el voltaje terminal e_3 es igual a la suma de los voltajes instantáneos producidos por cada fuente. El voltaje terminal resultante es una onda de cresta aplanada (ver Figura 2.2b) por lo tanto, la suma de un voltaje fundamental y un armónico produce una forma de onda no sinusoidal cuyo grado de distorsión depende de la magnitud del armónico o armónicos que contiene [25].

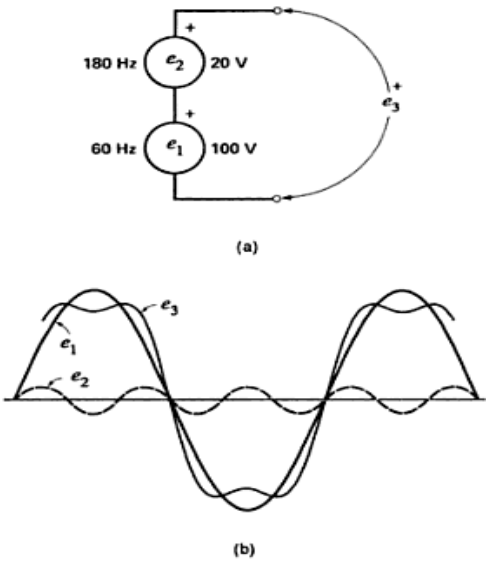

Figura 2. 2 a. Dos fuentes sinusoidales de diferentes frecuencias conectadas en serie; b. Un voltaje fundamental y uno de tercer armónico pueden producir juntos una onda de cresta plana. Fuente [25].

Analizando los efectos que producen los armónicos en un sistema de potencia y en el funcionamiento de todos sus componentes, se encuentra que cada elemento del sistema de potencia tiene que ser analizado por su sensibilidad a los armónicos, basados en las normativas existentes [27].

2.4.3 Fluctuaciones de tensión (flickers)

Las fluctuaciones de tensión o también llamados flickers, son una medida de las variaciones de voltaje que puede causar perturbaciones a los consumidores, esto pasa ya que al ser un fenómeno de origen fisiológico visual, causa una variación de la luminancia en lámparas. En términos técnicos, la fluctuación de tensión (figura 2.3) es un fenómeno electromagnético, mientras que el parpadeo es un resultado indeseable de la fluctuación de tensión en algunas cargas [29] [30].

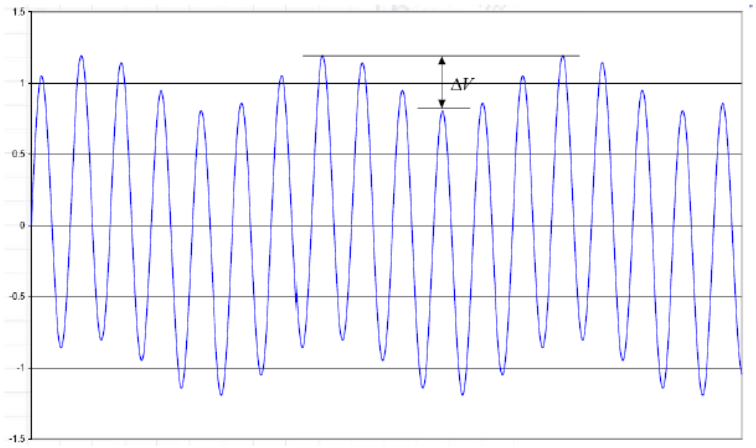

Figura 2. 3 Fluctuación de tensión o flicker. Fuente [29].

Principalmente el flicker es el resultado de fluctuaciones de tensión rápidas de pequeña amplitud de tensión de alimentación provocada por: [31]

- La variación fluctuante de potencia que absorben diversos receptores: hornos de arco, máquinas de soldar, motores, etc.
- La puesta en tensión o fuera de tensión, de cargas importantes: arranque de motores, maniobra de baterías de condensadores en escalones, etc.

Los parques eólicos emiten flickers a la red, cuando estos se encuentran conectados, esto se produce por varias razones: [18]

- Influencia de la velocidad del viento.

- Intensidad de la turbulencia.
- Calidad de tensión de red.
- Tipos de red.
- Número de turbinas que operan en el mismo grupo.

Por otro lado dichas fluctuaciones de tensión tienen ciertas procedencias: [30]

- ***Durante la operación continúa de los aerogeneradores.-*** se ha llegado a determinar que los flickers producidos durante esta operación continua son causados por las fluctuaciones de energía, estas son emanadas principalmente por las variaciones en la velocidad del viento, el efecto sombra de la torre y las propiedades mecánicas de la turbina eólica.
- ***Durante operaciones de conmutación.-*** las maniobras típicas de conmutación son el arranque y parada de los aerogeneradores. El iniciar, detener y cambio entre generadores o devanados del generador, provocará un cambio en la producción de energía; este cambio causará cambios de voltaje en el punto común de conexión entre los aerogeneradores; finalmente estos cambios de voltaje, provocan los flickers.

En este último punto es necesario mencionar que dentro de los aerogeneradores existen varios tipos. En el caso del aerogenerador GOLDWIND GW70/1500, el arranque y parada del mismo, pueden ser controlados, ya que son turbinas eólicas con control de pitch, este permite regular la incidencia del ángulo de las palas, por ende la velocidad de las mismas y de esta manera se evita la producción de cambios bruscos de voltaje, lo cual generaría flickers, como se produce en los aerogeneradores de velocidad fija. Por lo tanto la emisión de flickers no es tan crítica, en los aerogeneradores de velocidad variable [30].

La emisión de flickers por parte de los parques eólicos, puede ser causada: "*Cuando varias turbinas eólicas (N) del mismo tipo se encuentran conectadas a la red, la contribución de flickers aumenta en* $\sqrt{N}$*, por tal razón mientras mayor cantidad de turbinas se tenga mayor será el impacto sobre la red*" [18].

Teniendo en cuenta que todas las turbinas de viento en un parque eólico se conectan normalmente en un punto común de conexión y que las operaciones de conmutación no se producen durante el funcionamiento continúo de las turbinas

eólicas, es necesario que al momento del diseño, se calculen los flicker para ambos casos e independientemente el uno del otro [30].

Por lo tanto, el parámetro de dimensionamiento para la red, debido a los flickers, es el modo de funcionamiento que requiere la relación de cortocircuito más alta, SCR por sus siglas en inglés (silicon controlled rectifier). El SCR se define como la relación de la potencia de cortocircuito de la red en el punto común de conexión y la potencia total de referencia de las turbinas eólicas instaladas. Con lo cual el punto de conexión común, debe estar diseñado para resistir la perturbación total del parpadeo producido por todas las turbinas de viento existentes en el parque eólico [30].

2.5 Normativas de los parámetros que incluye el concepto de la Calidad del Producto

Para el análisis de la calidad del producto del parque eólico Villonaco, se tomará como base la normativa del CONELEC 004/01, ya que es el ente regulador en el Ecuador. Las normativas se clasifican en cinco categorías importantes: internacionales, regionales, nacionales, de asociación y de empresa, como se indica en la figura 2.4:

Figura 2. 4 Clasificación en categorías de la Normatividad. Fuente: [22].

A continuación se detalla la normativa del CONELEC 004/01 (calidad del servicio eléctrico de distribución), y las normativas internacionales como son: IEC 60868 (flickers), IEC 61000-4-7 (armónicos) y la IEC 61400-21 (calidad de suministro de los aerogeneradores conectados a la red).

Cabe resaltar que la normativa del CONELEC 004/01 explica, que las mediciones por efecto de flickers y armónicos se deben realizar de acuerdo a los procedimientos especificados en las normativas del IEC 60868 y 61000-4-7 [23].

El factor de potencia se encuentra regulado por el CONELEC como índice de calidad, en el cual se han establecido sus propios límites. Este punto no está contemplado en la mayoría de regulaciones, pero es un índice importante, que sirve para observar la eficiencia del sistema de distribución, aunque no se especifica el método para calcular el factor de potencia [23].

2.5.1 Norma CONELEC 004/01 "Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución"

Esta normativa establece los niveles de calidad de la prestación del servicio eléctrico de distribución y los procedimientos de evaluación a ser observados por parte de las empresas distribuidoras, de esta manera garantizar a los consumidores un suministro continuo y confiable [23].

La finalidad de la regulación CONELEC No. 004/01, es establecer los niveles de calidad de la prestación del servicio eléctrico de distribución y los procedimientos de evaluación a ser observados por parte de las empresas distribuidoras. La calidad de servicio se medirá considerando los aspectos siguientes: [23]

Calidad del producto:

a) Nivel de voltaje.
b) Perturbaciones de voltaje.
c) Factor de Potencia.

Los valores límite establecidos por la presente normativa se detallarán en el siguiente capítulo, los cuales serán las referencias para las comparaciones a realizar.

2.5.2 Norma IEC 60868 "Evaluación de la Severidad del Flicker"

Se explican los procedimientos especificados para las mediciones que se deben realizar con un medidor de efecto "flicker" para intervalos de 10 minutos [32].

Esta norma da una especificación funcional de los aparatos de medición destinados para indicar el nivel del parpadeo para una percepción correcta para todas las formas de onda de las fluctuaciones de tensión. Se brinda la suficiente información para permitir la medición con dicho instrumento y se detallan los límites dentro de los cuales se deben estar para cumplir con las especificaciones de la normativa [32].

2.5.3 Norma IEC 61000-4-7 "Guía general de Armónicos e Interarmónicos Mediciones e Instrumentación, para los Sistemas de Suministro de Energía y Equipos Conectados a los mismos"

Esta normativa establece los procedimientos específicos para las mediciones que se deben realizar con un medidor de distorsiones armónicas de voltaje, explica las técnicas de ensayo y medición, que sirve de guía general de armónicos e interarmónicos, medición e instrumentación, para los sistemas de suministro de energía y equipos conectados a los mismos [33].

La norma IEC 61000-4-7 se aplica a la instrumentación destinada a medir los componentes espectrales en el rango de frecuencia hasta 9 kHz que se superpone a la fundamental de los sistemas de suministro de energía a 50 Hz y 60 Hz. Por consideraciones prácticas, esta norma distingue entre armónicos, interarmónicos y otros componentes por encima de la gama de frecuencias armónicas, hasta 9 kHz. Define la instrumentación de medida destinada a comprobar los elementos individuales del equipo de acuerdo con los límites de emisión que aparecen en ciertas normas [33].

2.5.4 Norma IEC 61400-21 "Medida y Evaluación de las características de la Calidad de Suministro de los Aerogeneradores conectados a la Red"

La finalidad de esta normativa es proporcionar una metodología uniforme para asegurar la coherencia y la precisión en la presentación, ensayo y evaluación de las características de la calidad de suministro de los aerogeneradores conectados a la red. Las características de la calidad de suministro incluyen las especificaciones del aerogenerador, el control de potencia (control de potencia activa o reactivos) protección de la red y tiempo de reconexión. Esta norma IEC 61400-21 comprende: [34]

- La definición y la especificación de las magnitudes a determinar para caracterizar la calidad de suministro de un aerogenerador conectado a la red.
- Los procedimientos de medida para cuantificar las características.
- Los procedimientos para evaluar la conformidad con los requisitos de calidad de suministro, incluida la estimación esperada de la misma de un tipo de aerogenerador, una vez emplazado en un lugar específico o eventualmente en grupos.

Los procedimientos de medida son válidos para aerogeneradores individuales con una conexión trifásica a la red y para cualquier tamaño de aerogenerador, aunque solo se requieren los tipos de aerogeneradores para su conexión al PCC (punto de conexión común) de los sistemas en MT o en AT para ser ensayadas y caracterizadas según se especifica en la norma [34].

Las características medidas son únicamente válidas para la configuración al PCC y el modo de funcionamiento del tipo de aerogenerador evaluado. En otras configuraciones, incluidos los parámetros de control modificados, hacen que el aerogenerador se comporte de un modo diferente con respecto a la calidad de suministro, y requieren una evaluación independiente [34].

Los procedimientos para evaluar la conformidad con los requisitos de calidad de suministro son válidos para aerogeneradores con el punto de conexión común al sistema de MT o de AT, con redes de energía eléctrica de frecuencia fija dentro de margen de ±1 Hz, y con posibilidades de regulación suficientes de potencia activa y reactiva. En otros casos, los criterios para evaluar la conformidad con los requisitos de calidad de suministro se pueden utilizar como indicadores [34].

2.6 Descripción del equipo a utilizar

Para el desarrollo del presente análisis se tiene a disposición el instrumento Fluke 1744 (ver Figura 2.5).

Figura 2. 5 Instrumento de medida Fluke 1744. Fuente [35].

Dicho instrumento se encuentra colocado en el cuarto de máquinas de la SE Obrapía en la barra de 69 kV, como se indica en la figura 2.6.

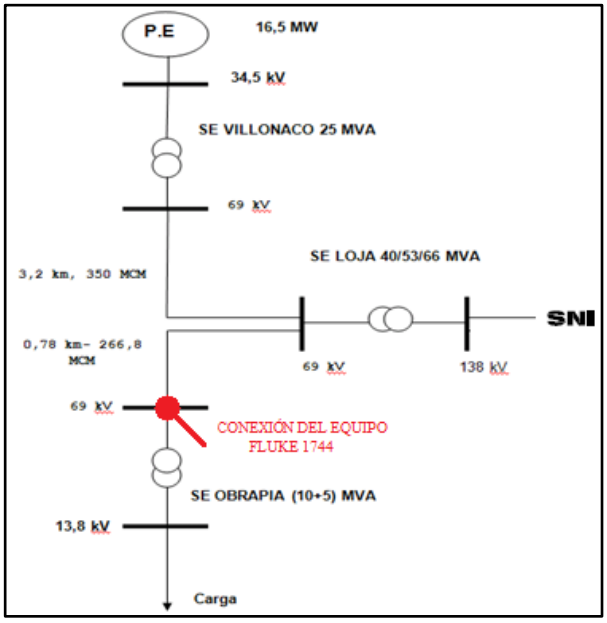

Figura 2. 6 Diagrama esquemático del lugar donde se colocó el instrumento Fluke 1744. Fuente Autores.

2.6.1 Registro de calidad de la energía eléctrica con el equipo Fluke 1744

El modelo 1744 cuenta con dos tipos de funciones de registro: [35]

- Función de registro A (avanzada) es el conjunto completo de parámetros.

- Función de registro P (potencia) contiene todos los parámetros de la función A, salvo los armónicos y los interarmónicos de tensión y corriente.

Los valores medidos se guardan como valores promediados a lo largo de los períodos seleccionados por el usuario, a continuación se indican los parámetros y funciones de registro: [35]

- Tensión eficaz de cada fase (media, mín, máx).
- Corriente eficaz de cada fase y neutra (media, mín, máx).
- Eventos de tensión (caídas, subidas, interrupciones).
- Potencia (kW, kVA, kVAR, factor de potencia PF).
- Energía, energía total.
- Flicker (Pst, Plt).
- THD de la tensión.
- THD de la corriente.
- Armónicos de tensión hasta el 40vo orden (no incluidos en la función P).

2.6.2 Conexión del registrador Fluke 1744

El registrador puede prepararse para funcionar con varias configuraciones de redes eléctricas, las cuales se muestran a continuación: [35]

- Tensión monofásica.
- Tensión monofásica, corriente, potencia.
- Tensión trifásica.
- Tensión trifásica, corriente trifásica, potencia.
- Tensión trifásica, corriente trifásica, corriente neutra, potencia.

Para las conexiones del equipo de medición Fluke 1744 tenemos diferentes tipos de conexión, el primero es para los sistemas trifásicos de 4 hilos en estrella (ver figura 2.7) se muestra las conexiones para sistemas de registro trifásicos de 4 hilos (en estrella) [35].

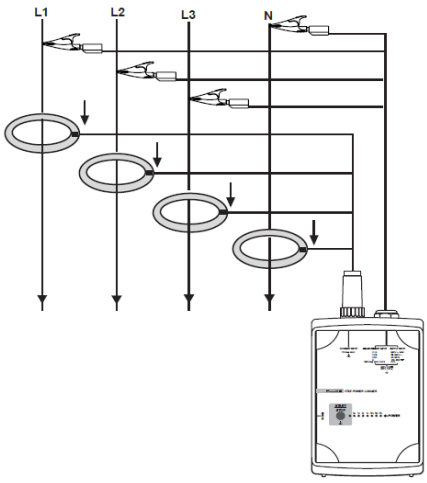

Figura 2. 7 Registro en un sistema trifásico de 4 hilos (en estrella). Fuente [35].

También se tiene un tipo de conexión para los sistemas trifásicos de 3 hilos en triángulo (ver figura 2.8) cabe resaltar que el cable de prueba N puede dejarse abierto o conectado al potencial de tierra [35].

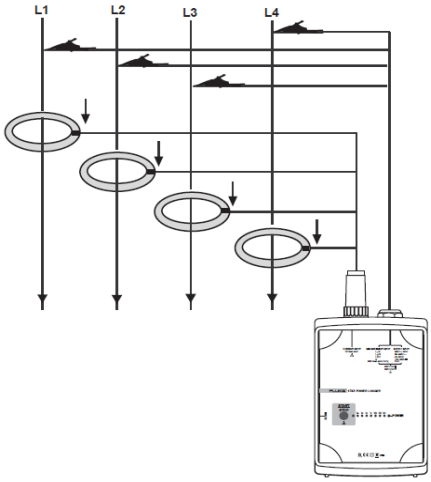

Figura 2. 8 Registro en un sistema trifásico de hilos (en triangulo). Fuente [35].

La medición que brinda el registrador tiene tres rangos de entrada para cada uno de sus dos sistemas de conexión: conexión en estrella (trifásica, 4 hilos) y conexión en triángulo (trifásica, 3 hilos), como se indica en la tabla 2.7 [35].

Tabla 2. 1 Rangos de medición del equipo Fluke 1744. Fuente [35].

Conexión	Tensiones nominales (estrella/triangulo): tensión de entrada máxima			
Estrella/Triangulo	69V / 120V	115V / 200V	230V / 400V	480V / 830V
Fase/Neutro Trifásica 4 hilos	69V ~ , +20%	115V ~ , +20%	230V ~ , +20%	480V ~ , +20%
Fase/Fase Trifásica 3 hilos	120V ~ , +20%	200V ~ , +20%	400V ~ , +20%	830V ~ , +20%

3. DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO

3.1 Introducción

En el presente estudio de la calidad de la energía eléctrica se presentan, las mediciones para analizar la influencia del parque eólico Villonaco en la calidad del producto dentro de la red de distribución de la EERSSA. El análisis presentado se enfoca únicamente en tres parámetros: flicker, armónicos y factor de potencia, dichos parámetros están contemplados por la regulación del CONELEC 004/01.

Se toma en consideración los valores establecidos en la regulación, para determinar si los valores registrados cumplen con los determinados por el equipo de medición (Fluke 1744). Las mediciones se realizaron en la subestación Obrapía de la ciudad de Loja, propiedad de la EERSSA.

3.2 Perturbaciones que producen los parques eólicos conectados a la red

La interconexión a la red de un parque eólico puede crear varios problemas asociados a la calidad de la energía eléctrica. Por lo tanto, en la generación eólica al igual que en la generación convencional, la frecuencia, la tensión y la potencia aportada a la red es analizada por medio de modelos estáticos; mientras que en el caso de la potencia activa y reactiva al depender de la velocidad del viento, hace que las máquinas trabajen en régimen transitorio constante; por ello es indispensable el análisis de la calidad de potencia del parque eólico [36] [37].

Hay que tener en cuenta que varios de los requisitos que se deberían considerar al momento de la interconexión con una red, actualmente no son incluidos en la normativa nacional, por ello se deberán acoger estándares internacionales. Por otro lado, tal como se indica en la regulación del CONELEC 004/11, "*los parámetros técnicos para la energía eléctrica suministrada por este tipo de generación en el punto de entrega al SNI, serán los mismos que los establecidos para los generadores convencionales*" [38].

A continuación se menciona una serie de fenómenos que hay que tener presente, por la presencia de generación eólica en la red: [17] [18] [37] [39] [40]

- Caídas de tensión.
- Potencia reactiva.
- Frecuencia de red.
- Fluctuaciones de voltaje y flicker.
- Desequilibrio.
- Transitorios y sobretensiones.
- Armónicos e interarmónicos.
- Influencia de las acciones de conmutación.

La generación eólica, produce una serie de perturbaciones que alteran la forma de onda ideal, de la señal de tensión, principalmente por la variabilidad del viento. Incluso la penetración de generación eólica debe ser restringida para evitar el deterioro en la calidad del suministro de energía [37]. A continuación, se describen las perturbaciones que producen los parques eólicos conectados a la red:

- ***Caídas de tensión***

Al instalar parques eólicos se necesita hacer un análisis de la variación de la potencia generada ya que esta puede variar en un rango de potencia amplio, debido a la variación de la velocidad del viento y a las paradas del sistema [36]. La variación de velocidad media del viento ocasiona un cambio en la potencia activa y reactiva de salida, que da lugar a una variación de tensión en los terminales de salida del aerogenerador [41] [42]

La desconexión de los parques eólicos durante una caída de tensión puede conducir a la inestabilidad de la red debido a una diferencia en la energía producida y consumida [39].

- ***Potencia reactiva***

En los parques eólicos el flujo de potencia reactiva puede causar molestias en la red a medida que la potencia activa generada se incrementa, en el caso de máquinas asíncronas al tener un factor de potencia inductivo, se puede solucionar este inconveniente mediante banco de condensadores [37].

En el caso de los generadores síncronos estos pueden variar la potencia activa y reactiva en forma independiente, incluso con las nuevas tecnologías estos pueden controlar dichas potencias [17] [30].

- ***Frecuencia de la red***

Las variaciones de frecuencia se producen principalmente por alteraciones del equilibrio generación vs demanda. La frecuencia en la red del sistema nacional interconectado (SIN) suele ser estable, y por lo tanto la central eólica Villonaco al ser la única en el país, resulta ser un aporte mínimo a la generación y no causaría ningún desequilibrio [37].

La frecuencia de los generadores eólicos convencionales se controla a través de la potencia mecánica entregada a la turbina, que es aleatoria, pues depende de la velocidad del viento [36] [37].

- ***Fluctuaciones de voltaje y flicker***

Dos tipos de parpadeo se asocian con las turbinas de viento: [18] [30] [37] [39]

- Emisiones de parpadeo durante operaciones de conmutación.
- Emisiones de parpadeo durante la operación continúa.

Los flickers se producen de dos maneras, la primera es durante el arranque y parada de los aerogeneradores debido a conmutaciones de condensadores y reguladores de las turbinas de viento; y la segunda durante el funcionamiento normal ya que se producen variaciones en la energía producida debido a la fluctuación de la velocidad del viento y la sombra de la torre [18] [30] [39].

En parte el problema se resuelve por la actual tecnología existente de los aerogeneradores (turbinas eólicas de velocidad variable que incluye convertidores electrónicos de potencia) [39].

- ***Desequilibrio***

En el caso de los aerogeneradores dotados con convertidores electrónicos, el desequilibrio puede provocar la inyección de armónicos de corriente de secuencia inversa, que a su vez originará desequilibrio en la tensión. Si el desequilibrio de

corriente es excesivo los sistemas de control desconectarán al generador de la red [17] [37] [41].

Un sistema es desequilibrado si las tensiones difieren en magnitud y/o ángulo. El nivel de desequilibrio en tensión o corriente suele definirse como la relación de los componentes de fase y originan calentamientos y pérdidas adicionales [17].

En el Ecuador a nivel de distribución los desbalances son provocados principalmente por la conexión de cargas monofásicas en sistemas trifásicos, o por la desconexión de una fase en un banco de condensadores [37].

- ***Transitorios y sobretensiones***

Las sobretensiones transitorias o impulsos de tensión, son variaciones bruscas del valor instantáneo de la tensión, que pueden llegar a ser varias veces superiores al valor nominal (hasta 300%) y se dan en un periodo de tiempo muy corto entre algunos microsegundos a diez milisegundos [37] [41].

Los transitorios son más problemáticos en el caso de aerogeneradores conectados directamente a la red de media tensión, sin embargo los inconvenientes se reducen si se conectan a la red a través de un transformador. Además las sobretensiones pueden ser provocadas por operaciones de apertura y cierre, descargas atmosféricas internas en el parque o conexión de condensadores entre otras [37] [41].

El diseño de un parque eólico se realiza de tal forma que los cables, aisladores, transformadores, e interruptores consideren límites máximos de tensión transitoria, para que puedan soportar los pulsos de tensión previsibles [17] [37].

- ***Armónicos e interarmónicos***

Un aerogenerador de inducción conectado a la red no produce armónicos apreciables [34]. La aparición de armónicos, sin embargo, se puede presentar en turbinas de velocidad variable por el funcionamiento de los inversores y convertidores electrónicos de potencia para lo cual es necesario su análisis [22] [27].

La mayoría de los convertidores conectados a la red se basan en la modulación de ancho de pulso PWM (siglas en ingles pulse width modulation), con frecuencias de conmutación en el rango de unos pocos miles de Hz. Esta frecuencia de conmutación

cambia los armónicos inyectados a frecuencias más altas. Los armónicos se pueden quitar fácilmente con pequeños filtros [39].

En un parque eólico aparecen armónicos del orden de 5 y 7, debido a la resonancia entre los bancos de capacitores y la inductancia del generador [41] [42].

- ***Influencia de acciones de conmutación***

La influencia de una turbina de viento en la red conectada por acciones de conmutación se clasifica en dos casos distintos.

El primer aspecto considerado es un impacto en el nivel de voltaje en estado estable durante la conexión del aerogenerador. Altas corrientes dibujadas por el generador de turbina causa una caída de tensión, este es un factor importante que limita la instalación de una turbina eólica a una red específica [18].

El otro aspecto es debido a una conmutación de condensadores. La conmutación es seguida por una corriente de entrada de alta frecuencia y un transitorio de tensión. Esto sólo puede ser un problema si el equipo sensible está conectado a la misma barra de bus de baja tensión como la turbina eólica [18].

Ambos problemas relacionados con la conmutación dan lugar a valores altos de parpadeo. El impacto de parpadeo debido a acciones de conmutación tiene diferentes límites en comparación con el impacto de parpadeo procedente de funcionamiento de la turbina continua, sin embargo, es limitado [18].

3.3 Indicadores de la calidad del producto

Estos indicadores son necesarios para asegurar un nivel satisfactorio de la calidad del producto eléctrico de distribución. Para garantizar a los consumidores un suministro eléctrico continuo y confiable, se debe cumplir con los niveles mínimos de calidad, procedimientos técnicos de medición y evaluación a los que debe someterse la empresa distribuidora [23].

La empresa distribuidora tiene la responsabilidad de prestar el servicio eléctrico a los consumidores, dentro de los niveles de calidad establecidos, en virtud de lo que señala la normativa.

La red de distribución de energía eléctrica es una parte del sistema de suministro eléctrico, cuya función es el abastecimiento de energía desde una subestación de distribución hasta los consumidores finales (medidor del cliente).

A continuación se indican los límites establecidos por la regulación del CONELEC No. 004/01 "Calidad del servicio eléctrico de distribución", únicamente de los parámetros en los que se basa el presente estudio.

3.3.1 Parpadeo (Flicker)

Índice de calidad

Para efectos de la evaluación de la calidad, en cuanto al flicker, se considerará el índice de severidad por flicker de corta duración (P_{st}), en intervalos de medición de 10 minutos, definida de acuerdo a las normas IEC; el mismo que es determinado mediante la siguiente expresión: [23]

$$\boldsymbol{P_{st} = \sqrt{0.0314P_{0.1} + 0.0525P_1 + 0.0657P_3 + 0.28P_{10} + 0.08P_{50}}} \qquad (3.1)$$

Dónde:

$\boldsymbol{P_{st}}$: Índice de severidad de flicker de corta duración

$\boldsymbol{P_{0.1}, P_1, P_3, P_{10}, P_{50}}$**:** Niveles de efecto "flicker" que se sobrepasan durante el 0.1%, 1%, 3%, 10%, 50% del tiempo total del periodo de observación

Mediciones

El distribuidor deberá realizar mensualmente lo siguiente: [23]

1. Un registro en cada uno de los puntos de medición, en un número equivalente al 0.15% de los transformadores de distribución, en los bornes de bajo voltaje, no menos de 5.
2. Para la selección de los puntos se considerarán los niveles de voltaje, el tipo de zona (urbana, rural), y la topología de la red, a fin de que las mediciones sean representativas de todo el sistema. Una vez realizada la selección de los puntos, la empresa distribuidora debe notificar al CONELEC, por lo menos 2 meses antes de efectuar las mediciones.

3. Simultáneamente con este registro se deberá medir la energía entregada a efectos de conocer la que resulta suministrada en malas condiciones de calidad.
4. Para cada mes, el registro en cada punto de medición se efectuará durante un período no inferior a 7 días continuos, en intervalos de medición de 10 minutos.

Las mediciones se deben realizar con un medidor de efecto "flicker" para intervalos de 10 minutos y de acuerdo a los procedimientos especificados en la norma IEC 60868 [23].

Con la finalidad de ubicar de una manera más eficiente los medidores de flicker, se efectuarán mediciones de monitoreo de flicker, de manera simultánea con las mediciones de voltaje indicadas anteriormente; por lo que los medidores de voltaje deberán estar equipados para realizar tales mediciones de monitoreo [23].

Límites

El índice de severidad del flicker P_{st} en el punto de medición respectivo, no debe superar la unidad. Se considera el límite $P_{st} = 1$ como el tope de irritabilidad asociado a la fluctuación máxima de luminancia que puede soportar sin molestia el ojo humano en una muestra específica de población [23].

Se considerará que el suministro de electricidad no cumple con el límite admisible arriba señalado, en cada punto de medición, si las perturbaciones se encuentran fuera del rango de tolerancia establecido en este numeral, por un tiempo superior al 5% del período de medición de 7 días continuos [23].

3.3.2 Armónicos

Índices de calidad

$$\boldsymbol{V_i{}' = \left(\frac{V_i}{V_n}\right) * 100} \tag{3.2}$$

$$\boldsymbol{THD = \left(\frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{40}(V_i)^2}}{V_n}\right) * 100} \tag{3.3}$$

Dónde:

$\boldsymbol{V_i'}$: Factor de distorsión armónica individual de voltaje

$\boldsymbol{THD}$: Factor de distorsión total por armónicos, expresado en porcentaje

$\boldsymbol{V_i}$: Valor eficaz (rms) del voltaje armónico "i" (para i = 2... 40) expresado en voltios

$\boldsymbol{V_n}$: Voltaje nominal del punto de medición expresado en voltios

Mediciones

El distribuidor deberá realizar mensualmente lo siguiente: [23]

1. Un registro en cada uno de los puntos de medición, en un número equivalente al 0.15% de los transformadores de distribución, en los bornes de bajo voltaje, no menos de 5.
2. Para la selección de los puntos se considerarán los niveles de voltaje, el tipo de zona (urbana, rural), y la topología de la red, a fin de que las mediciones sean representativas de todo el sistema. Una vez realizada la selección de los puntos, la empresa distribuidora debe notificar al CONELEC, por lo menos 2 meses antes de efectuar las mediciones.
3. Simultáneamente con este registro se deberá medir la energía entregada a efectos de conocer la que resulta suministrada en malas condiciones de calidad.
4. En cada punto de medición, para cada mes, el registro se efectuará durante un período no inferior a 7 días continuos, en intervalos de medición de 10 minutos.

Las mediciones se deben realizar con un medidor de distorsiones armónicas de voltaje de acuerdo a los procedimientos especificados en la norma IEC 61000-4-7 [23].

Límites

Los valores eficaces (rms) de los voltajes armónicos individuales *(V_i')* y los *THD*, expresados como porcentaje del voltaje nominal del punto de medición respectivo, no deben superar los valores límite *(V_i' y THD')* señalados a continuación. Para

efectos de esta regulación se consideran los armónicos comprendidos entre la segunda y la cuadragésima [23].

Tabla 3. 1 Valores de tolerancia del V_i' y THD$'$. Fuente [23]

ORDEN (n) DE LA ARMONICA Y THD	TOLERANCIA |Vᵢ´| o |THD´| (% respecto al voltaje nominal del punto de medición)	
	V > 40 kV (otros puntos)	V ≤ 40 kV (trafos de distribución)
Impares no múltiplos de 3		
5	2.0	6.0
7	2.0	5.0
11	1.5	3.5
13	1.5	3.0
17	1.0	2.0
19	1.0	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
> 25	0.1 + 0.6*25/n	0.2 + 1.3*25/n
Impares múltiplos de tres		
3	1.5	5.0
9	1.0	1.5
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
Mayores de 21	0.2	0.2
Pares		
2	1.5	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
Mayores a 12	0.2	0.5
THD	**3**	**8**

3.3.3 Factor de potencia

Índice de calidad

Para efectos de la evaluación de la calidad, en cuanto al factor de potencia, si en el 5% o más del período evaluado el valor del factor de potencia es inferior a los límites, el consumidor está incumpliendo con el índice de calidad [23].

Medición

Adicionalmente a las disposiciones que constan en el artículo 12 del reglamento de Suministro Del Servicio De Electricidad, el distribuidor efectuará registros del factor de potencia en cada mes, en el 2% del número de consumidores servidos en AV y MV. Las mediciones se harán mediante registros en períodos de 10 minutos, con régimen de funcionamiento y cargas normales, por un tiempo no menor a siete 7 días continuos [23].

Límite

El valor mínimo es de 0,92.

3.4 Recolección y verificación de datos con la norma del CONELEC 004/01

A partir del análisis de los parámetros eléctricos registrados por el equipo de monitoreo (Fluke 1744), se definirán los niveles de los indicadores de calidad de la energía eléctrica, los mismos que serán comparados con los límites establecidos por la normativa vigente.

Se determinará si la calidad de la energía en el punto de medición, está siendo afectada de alguna manera por perturbaciones generadas por el funcionamiento del parque eólico Villonaco en el sistema eléctrico de la EERSSA. Luego de analizar la problemática en función de la comparación con la normativa, se buscará dar soluciones para disminuir las perturbaciones encontradas.

Las mediciones fueron realizadas en los periodos de tiempo comprendidos entre: Miércoles 26 de Diciembre del 2012 al Miércoles 02 de Enero del 2013, y Miércoles 16 al Miércoles 23 de Octubre del 2013, estos periodos son los que se analizarán para el antes y después del funcionamiento del parque eólico Villonaco respectivamente.

Las mediciones se tomaron a voltajes permisibles por el equipo de monitoreo, en el cuarto de máquinas de la subestación Obrapía en la barra de 69 kV, de la forma que se muestra en el Capítulo 2 en cuanto a su conexión trifásica. Por otro lado el registro de los parámetros se los realizó tal como la normativa explica, durante un periodo de tiempo de siete días continuos, en intervalos de diez minutos, que representan 1008 muestras de cada uno de los parámetros analizados.

3.4.1 Datos antes del ingreso del parque eólico Villonaco

3.4.1.1 Flicker P_{st}:

En las Tablas 3.2, 3.3 y 3.4, se resumen las mediciones del nivel de severidad de flicker de corta duración de cada una de las tres fases, de los cuales se puede apreciar que el promedio de cada una de ellas, se encuentra muy por debajo del valor límite establecido por la norma.

Tabla 3. 2 Resumen del nivel de severidad flicker de corta duración de la Fase A.

NIVEL DE SEVERIDAD DE FLICKER - FASE A			
Límite P_{st}	Muestras mayores al límite	Pst = 0.04 p.u.	
1 p.u.	1	Mínimo	Máximo
>1 p.u.	<1 p.u.	0.00	1.37
0.10%	99.90%	26/12/2012 16:10	29/12/2012 11:30

Tabla 3. 3 Resumen del nivel de severidad flicker de corta duración de la Fase B.

NIVEL DE SEVERIDAD DE FLICKER - FASE B			
Límite P_{st}	Muestras mayores al límite	Pst = 0.03 p.u.	
1 p.u.	0	Mínimo	Máximo
>1 p.u.	<1 p.u.	0.00	0.92
0.00%	100.00%	26/12/2012 16:10	27/12/2012 13:40

Tabla 3. 4 Resumen del nivel de severidad flicker de corta duración de la Fase C.

NIVEL DE SEVERIDAD DE FLICKER - FASE C			
Límite P_{st}	Muestras mayores al límite	Pst = 0.04 p.u.	
1 p.u.	2	Mínimo	Máximo
>1 p.u.	<1 p.u.	0.00	1.17
0.20%	99.80%	26/12/2012 16:10	30/12/2012 19:00

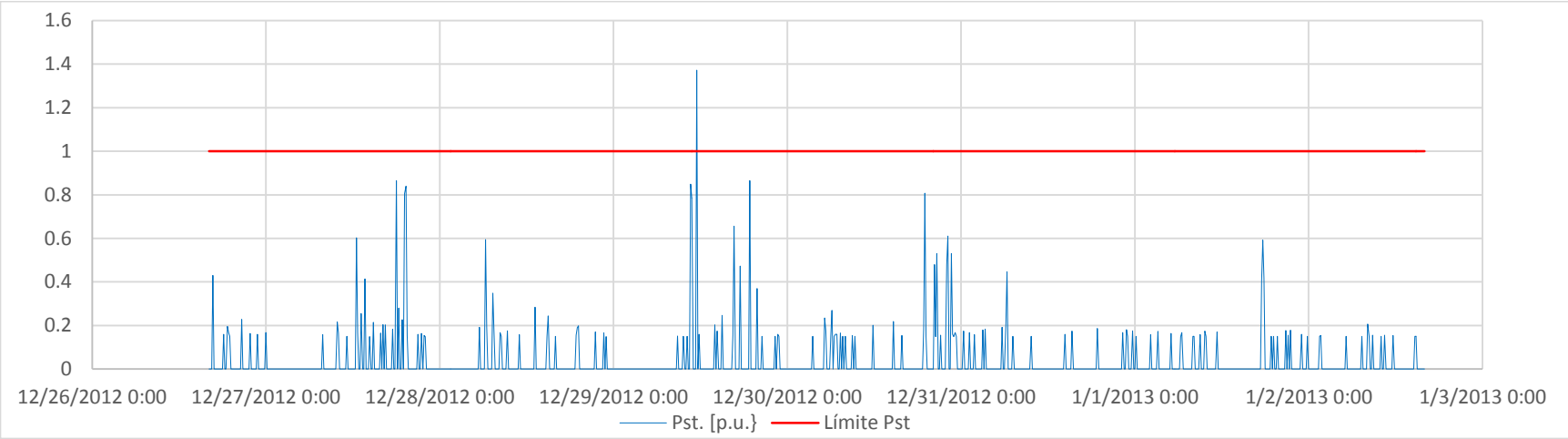

Figura 3. 1 Nivel de severidad flicker – P_{st} de la Fase A.

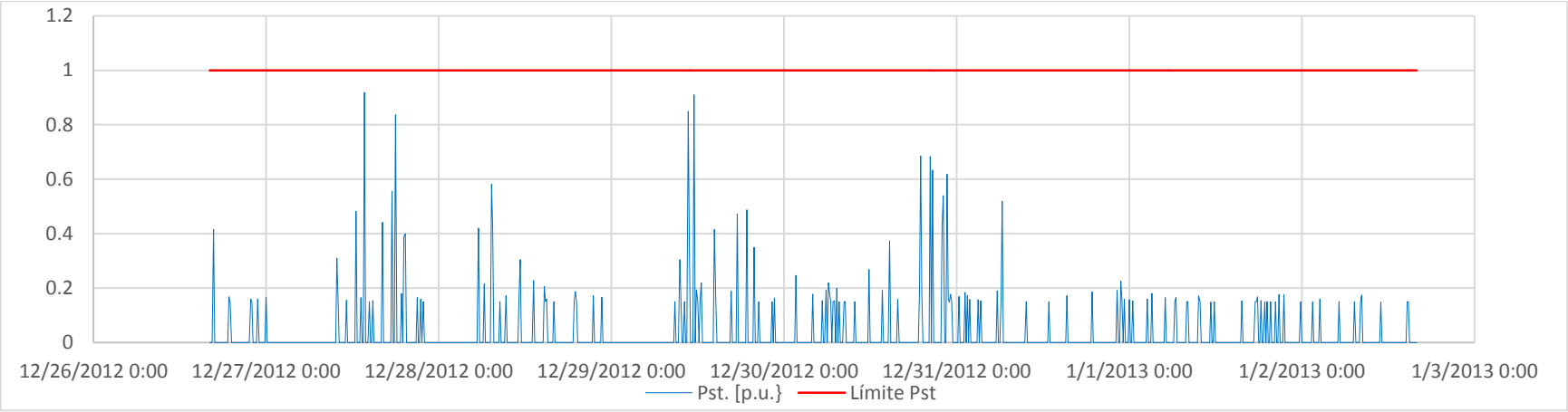

Figura 3. 2 Nivel de severidad flicker – P_{st} de la Fase B.

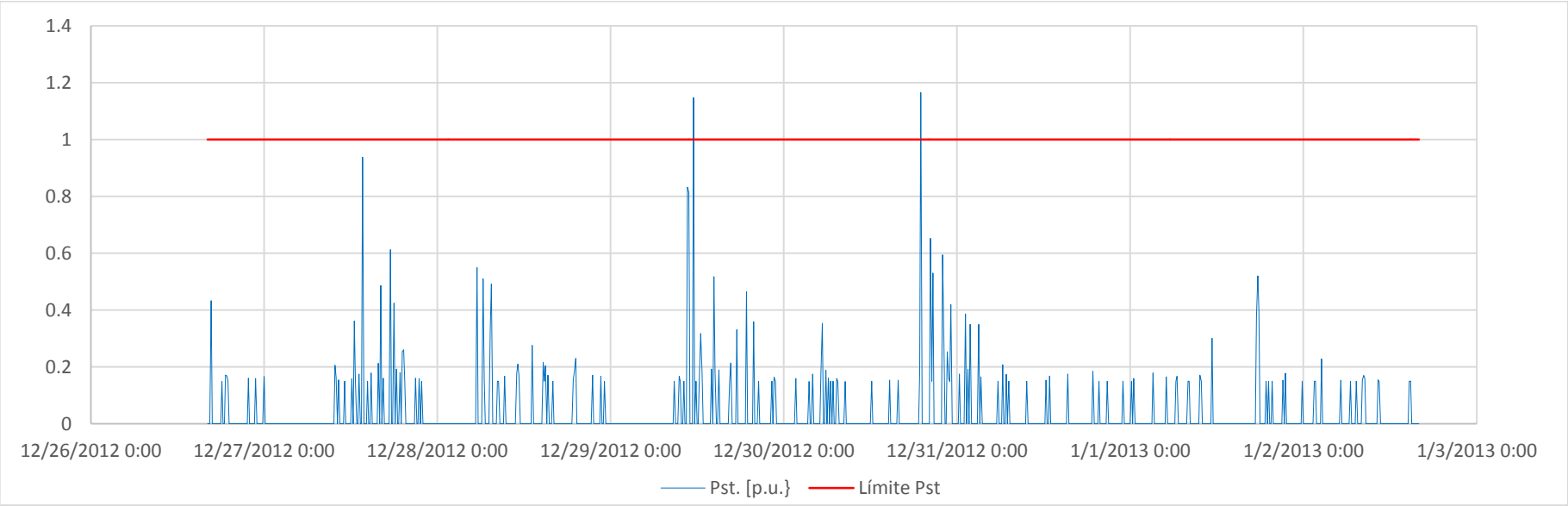

Figura 3. 3 Nivel de severidad flicker – P_{st} de la Fase C.

Análisis del flicker P_{st}

En las Figuras 3.1, 3.2 y 3.3, se puede observar los picos de los flickers P_{st} de las tres fases. Se advierte que son muy parecidos en su comportamiento, pero se tienen picos en las fases A y C que sobrepasan el límite establecido (1p.u.) por la norma, sin embargo en las tres fases se obtienen valores promedio de flickers P_{st} muy por debajo del límite, esto se puede generar por las variaciones del valor eficaz de la tensión [1].

3.4.1.2 Armónicos:

En las Tablas 3.5, 3.6 y 3.7, se resumen las mediciones de la distorsión armónica de tensión de las tres fases, de las cuales se puede apreciar que el promedio de cada una, se encuentra por debajo del valor límite establecido por la norma.

Tabla 3. 5 Resumen de la distorsión armónica de tensión de la Fase A.

DISTORSION ARMONICA - FASE A						
Limite THDv	Muestras mayores al límite			THDV = 1.20%		
8%	0			Mínimo	Máximo	
>8%		<8%		0.58	1.70	
0.00%		100.00%		30/12/2012 5:40	31/12/2012 11:40	
ARMONICAS INDIVIDUALES - FASE A						
Orden	Límite	Promedio		# M > Lím	% > Límite	% < Límite
3	5.00	0.22		0	0.00%	100.00%
5	6.00	0.59		0	0.00%	100.00%
7	5.00	0.17		0	0.00%	100.00%

Tabla 3. 6 Resumen de la distorsión armónica de tensión de la Fase B.

DISTORSION ARMONICA - FASE B						
Limite THDv	Muestras mayores al límite			THDV = 1.03%		
8%	0			Mínimo	Máximo	
>8%		<8%		0.54	1.50	
0.00%		100.00%		30/12/2012 6:20	30/12/2012 17:00	
ARMONICAS INDIVIDUALES - FASE B						
Orden	Límite	Promedio		# M > Lím	% > Límite	% < Límite
3	5.00	0.11		0	0.00%	100.00%
5	6.00	0.53		0	0.00%	100.00%
7	5.00	0.14		0	0.00%	100.00%

Tabla 3. 7 Resumen de la distorsión armónica de tensión de la Fase C.

DISTORSION ARMONICA - FASE C						
Limite THDv	Muestras mayores al límite			THDV = 1.22%		
8%	0			Mínimo	Máximo	
>8%		<8%		0.59	1.74	
0.00%		100.00%		02/01/2013 5:40	30/12/2012 15:00	
ARMONICAS INDIVIDUALES - FASE C						
Orden	Límite	Promedio		# M > Lím	% > Límite	% < Límite
3	5.00	0.24		0	0.00%	100.00%
5	6.00	0.62		0	0.00%	100.00%
7	5.00	0.13		0	0.00%	100.00%

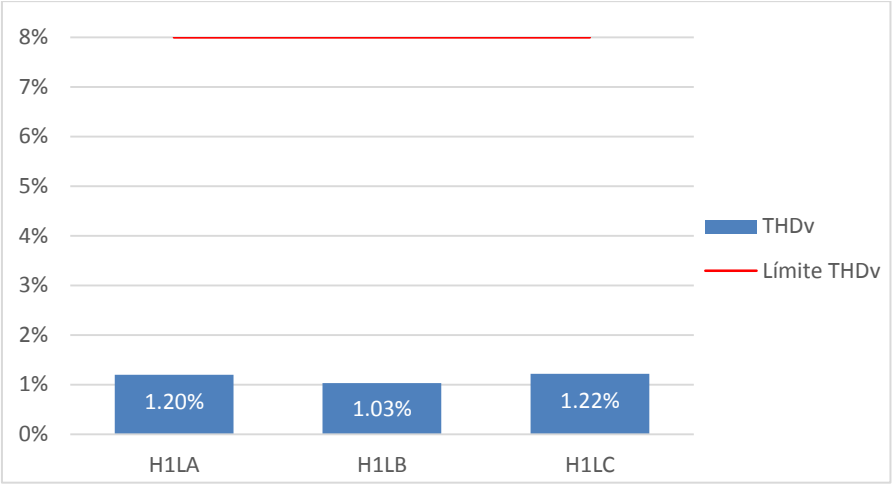

Figura 3. 4 Nivel de distorsión armónica de tensión fundamental.

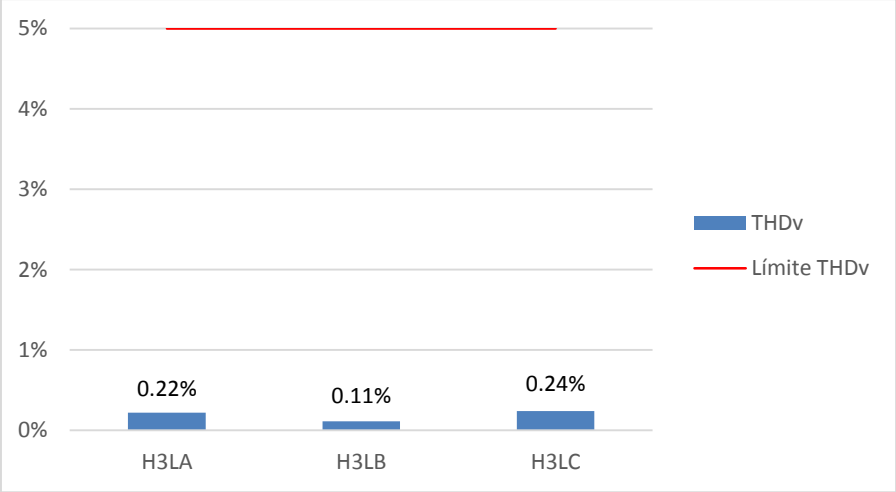

Figura 3. 5 Nivel de distorsión armónica de tensión del tercer orden.

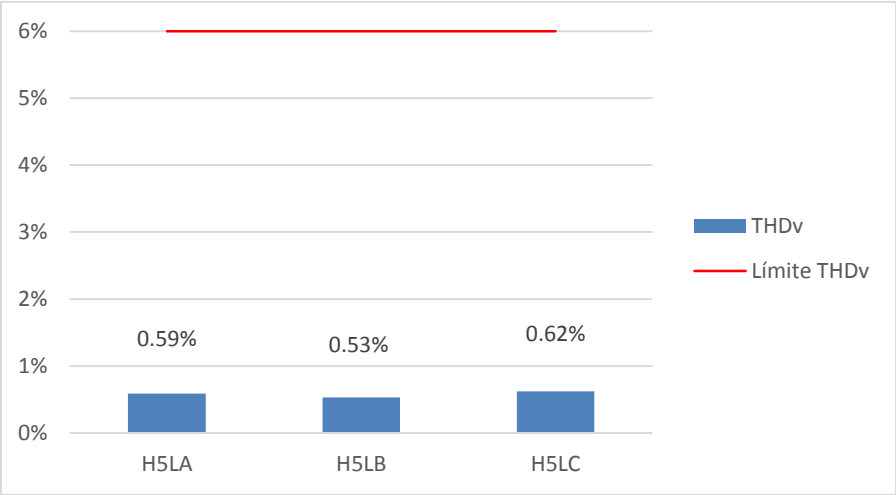

Figura 3. 6 Nivel de distorsión armónica de tensión del quinto orden.

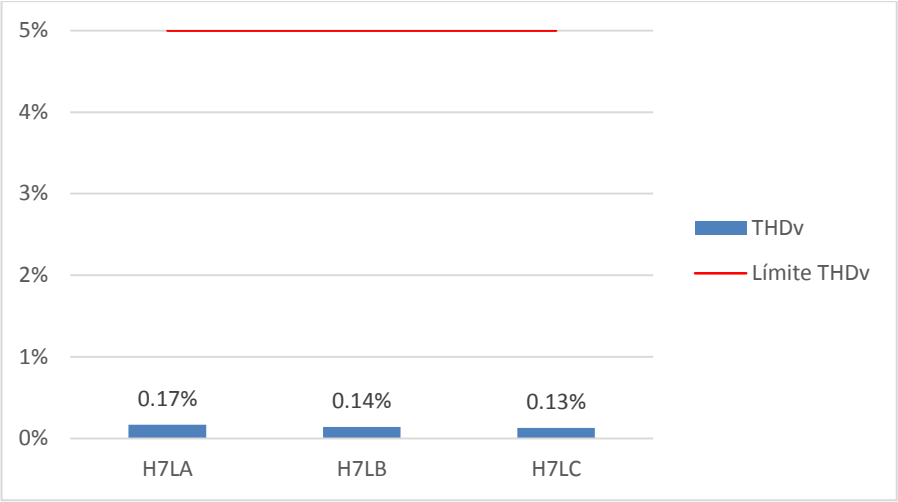

Figura 3. 7 Nivel de distorsión armónica de tensión del séptimo orden.

Análisis de los armónicos

En las Figuras 3.4, 3.5, 3.6 y 3.7, se puede observar los armónicos: fundamental, 3er orden, 5to orden y 7mo orden, de las tres fases, los niveles de perturbación en ningún caso exceden a los límites respectivos de acuerdo a la normativa vigente, de manera que no se presenta ningún incumplimiento.

3.4.1.3 Factor de potencia:

En las Tablas 3.8, 3.9 y 3.10, se resumen las mediciones del factor de potencia en cada una de las tres fases, de los cuales se puede apreciar que el promedio de cada fase se encuentra por encima del valor mínimo establecido por la norma.

Tabla 3. 8 Resumen del factor de potencia de la Fase A.

FACTOR DE POTENCIA - FASE A			
F.P. = 0.93			
Min↓	Máx↓	Min	Máx
0.893	0.971	---	---
01/01/2013 6:20	01/01/2013 17:30	---	---

Tabla 3. 9 Resumen del factor de potencia de la Fase B.

FACTOR DE POTENCIA - FASE B			
F.P. = 0.93			
Min↓	Máx↓	Min	Máx
0.889	0.972	---	---
28/12/2012 3:30	30/12/2012 19:40	---	---

Tabla 3. 10 Resumen del factor de potencia de la Fase C.

FACTOR DE POTENCIA - FASE C			
F.P. = 0.92			
Min↓	Máx↓	Min	Máx
0.870	0.958	---	---
28/12/2012 4:10	01/01/2013 20:10	---	---

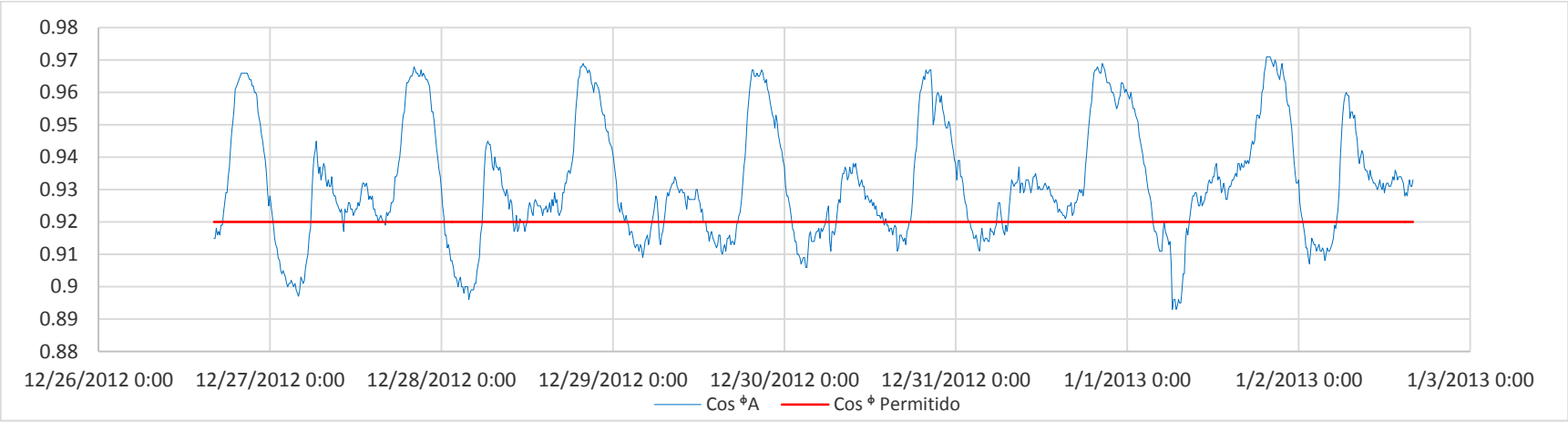

Figura 3. 8 Factor de potencia de la Fase A.

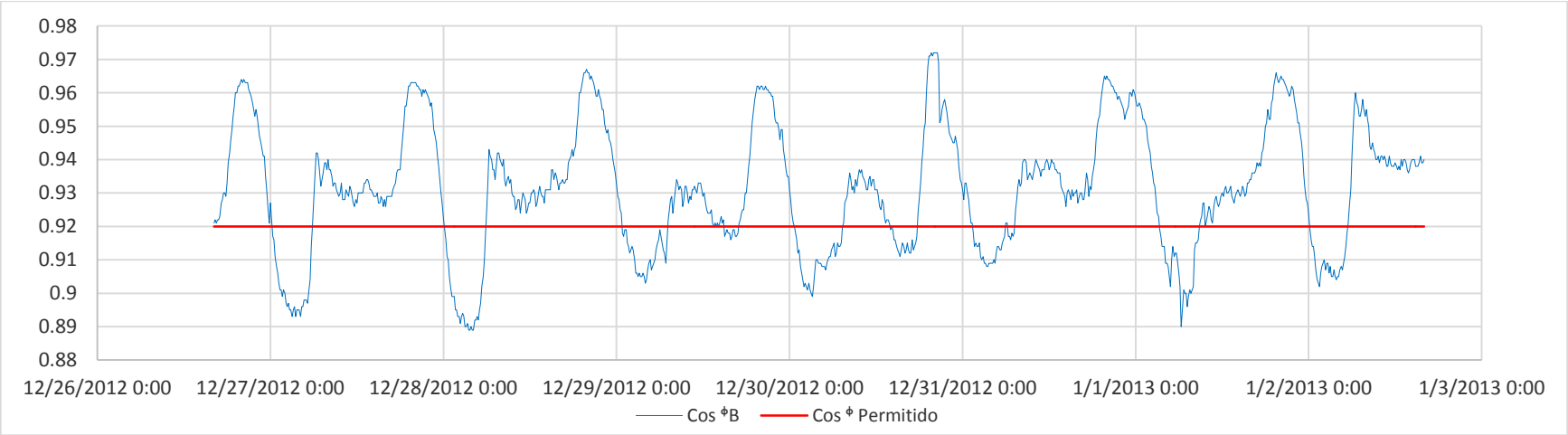

Figura 3. 9 Factor de potencia de la Fase B.

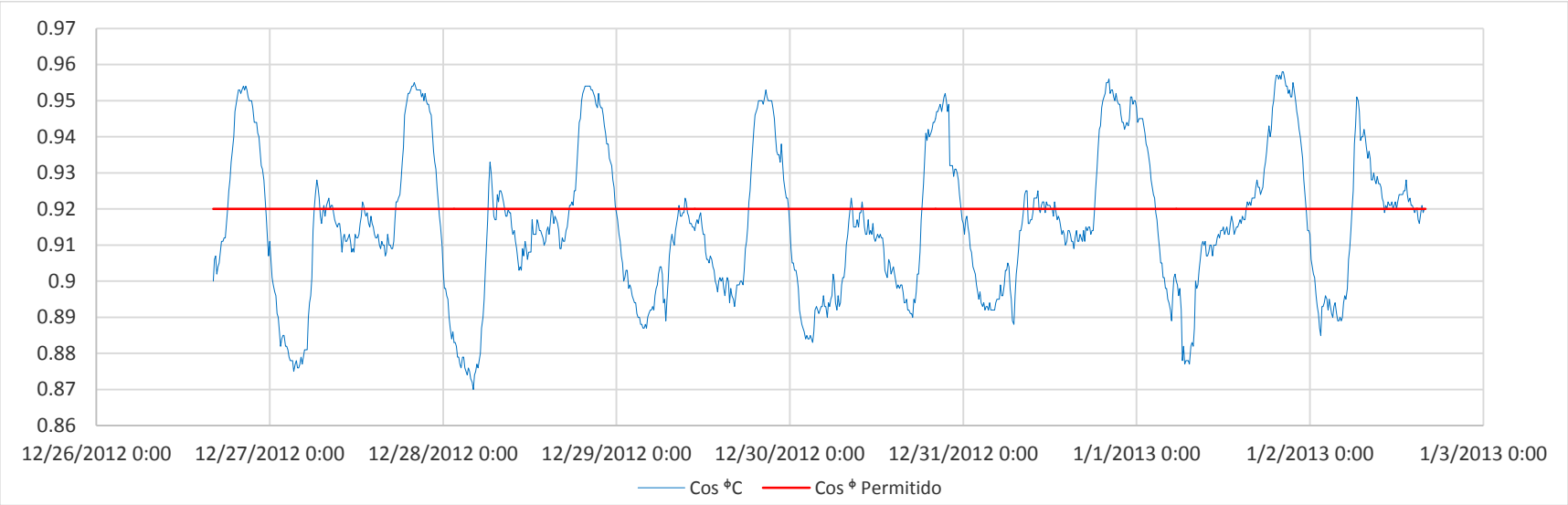

Figura 3. 10 Factor de potencia de la Fase C.

Análisis del factor de potencia

En las Figuras 3.8, 3.9 y 3.10, se indican el factor de potencia medido en las tres fases, y se observa que a lo largo del tiempo existen valores por debajo del límite establecido por la norma, pero se presentan factores de potencia promedios por fases mayores e iguales a 0.92, cumpliendo con la regulación.

3.4.1.4 Energía

En las Tablas 3.11, 3.12, 3.13 y 3.14, se resumen los promedios de los distintos tipos de energías registradas por el equipo en cada una de las fases, así como la total.

Tabla 3. 11 Energía registrada por el equipo de la Fase A.

ENERGÍA - FASE A		
Activa (MWh)	**Aparente (MVAh)**	**Reactiva (MVARh)**
201.63	**215.72**	**75.36**
Período:	**Fecha Inicial:**	26/12/2012 16:10
	Fecha Final:	02/01/2013 16:00
	Total Horas:	168h 0min

Tabla 3. 12 Energía registrada por el equipo de la Fase B.

ENERGÍA - FASE B		
Activa (MWh)	**Aparente (MVAh)**	**Reactiva (MVARh)**
219.29	**234.74**	**81.90**
Período:	**Fecha Inicial:**	26/12/2012 16:10
	Fecha Final:	02/01/2013 16:00
	Total Horas:	168h 0min

Tabla 3. 13 Energía registrada por el equipo de la Fase C.

ENERGÍA - FASE C		
Activa (MWh)	**Aparente (MVAh)**	**Reactiva (MVARh)**
204.54	**222.51**	**86.33**
Período:	**Fecha Inicial:**	26/12/2012 16:10
	Fecha Final:	02/01/2013 16:00
	Total Horas:	168h 0min

Tabla 3. 14 Energía total registrada por el equipo.

ENERGÍA TOTAL		
Activa (MWh)	**Aparente (MVAh)**	**Reactiva (MVARh)**
625.47	**672.98**	**243.61**
Período:	**Fecha Inicial:**	26/12/2012 16:10
	Fecha Final:	02/01/2013 16:00
	Total Horas:	168h 0min

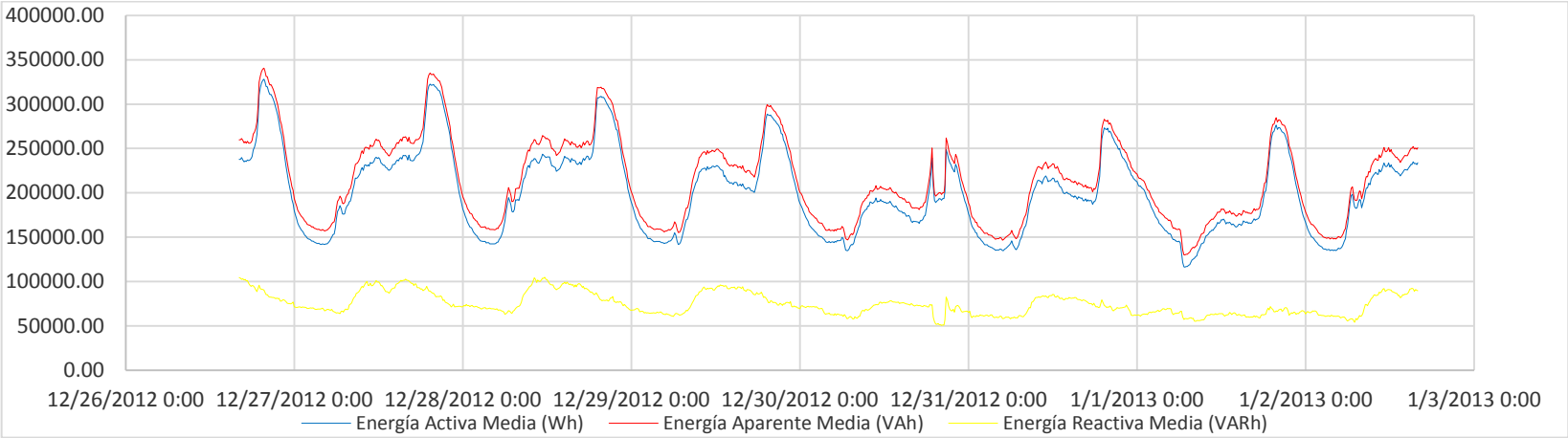

Figura 3. 11 Apreciación de las potencias en la medición de la Fase A.

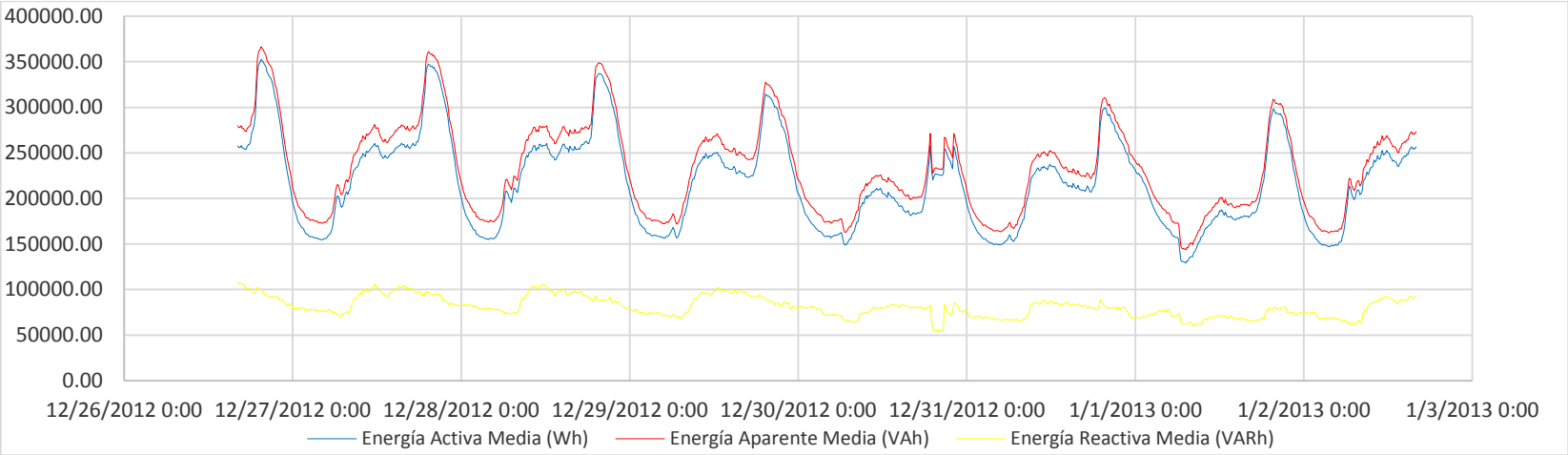

Figura 3. 12 Apreciación de las potencias en la medición de la Fase B.

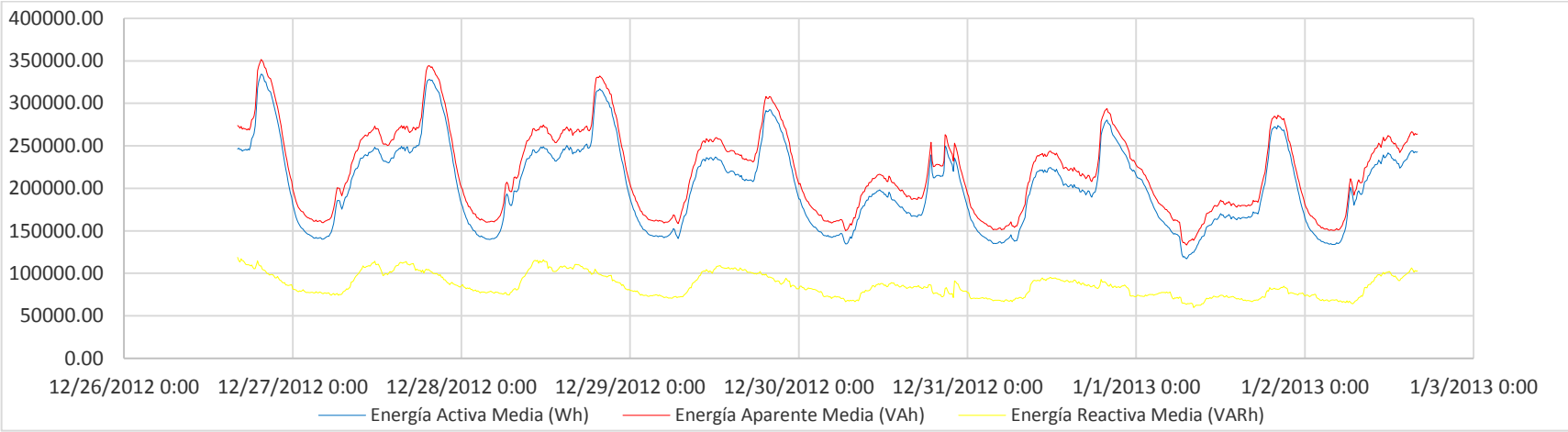

Figura 3. 13 Apreciación de las potencias en la medición de la Fase C.

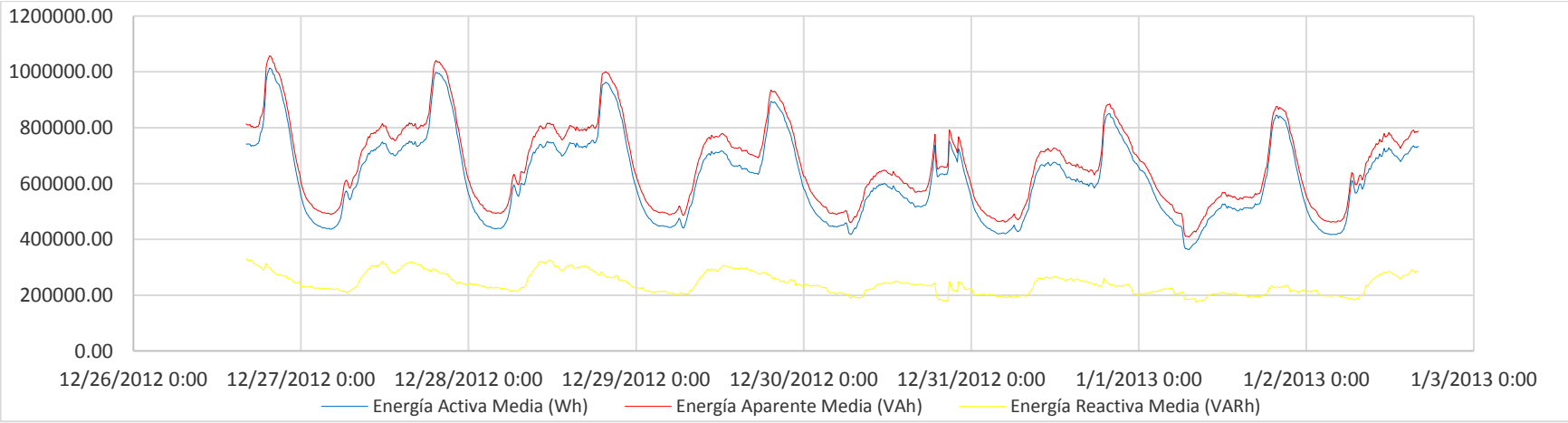

Figura 3. 14 Apreciación de las potencias total en la medición.

Análisis de la energía

En las Figuras 3.11, 3.12, 3.13 y 3.14 se aprecian los consumos diarios de energía, presentándose consumos mayores desde miércoles 26 hasta el sábado 29, el domingo 30 presenta un bajo consumo a diferencia de los demás días, este comportamiento puede ser debido a que en el fin de semana existe menos consumo.

3.4.2 Datos después del ingreso del parque eólico Villonaco

3.4.2.1 Flicker P_{st}:

En las Tablas 3.15, 3.16 y 3.17, se resumen las mediciones del nivel de severidad de Flicker de corta duración de cada una de las fases, se observa que el promedio de cada una de ellas, se encuentra por debajo del valor límite establecido por la norma.

Tabla 3. 15 Resumen del nivel de severidad de corta duración de la Fase A.

NIVEL DE SEVERIDAD DE FLICKER - FASE A			
Límite P_{st}	No. Muestras mayores al límite	Pst = 0.04 p.u.	
1 p.u.	0	Mínimo	Máximo
>1 p.u.	<1 p.u.	0.00	0.90
0.00%	100.00%	16/10/2013 13:40	19/10/2013 22:20

Tabla 3. 16 Resumen del nivel de severidad de corta duración de la Fase B.

NIVEL DE SEVERIDAD DE FLICKER - FASE B			
Límite P_{st}	No. Muestras mayores al límite	Pst = 0.04 p.u.	
1 p.u.	0	Mínimo	Máximo
>1 p.u.	<1 p.u.	0.00	0.90
0.00%	100.00%	16/10/2013 13:40	19/10/2013 20:50

Tabla 3. 17 Resumen del nivel de severidad de corta duración de la Fase C.

NIVEL DE SEVERIDAD DE FLICKER - FASE C			
Límite P_{st}	No. Muestras mayores al límite	Pst = 0.04 p.u.	
1 p.u.	1	Mínimo	Máximo
>1 p.u.	<1 p.u.	0.00	1.06
0.10%	99.90%	16/10/2013 13:40	20/10/2013 15:00

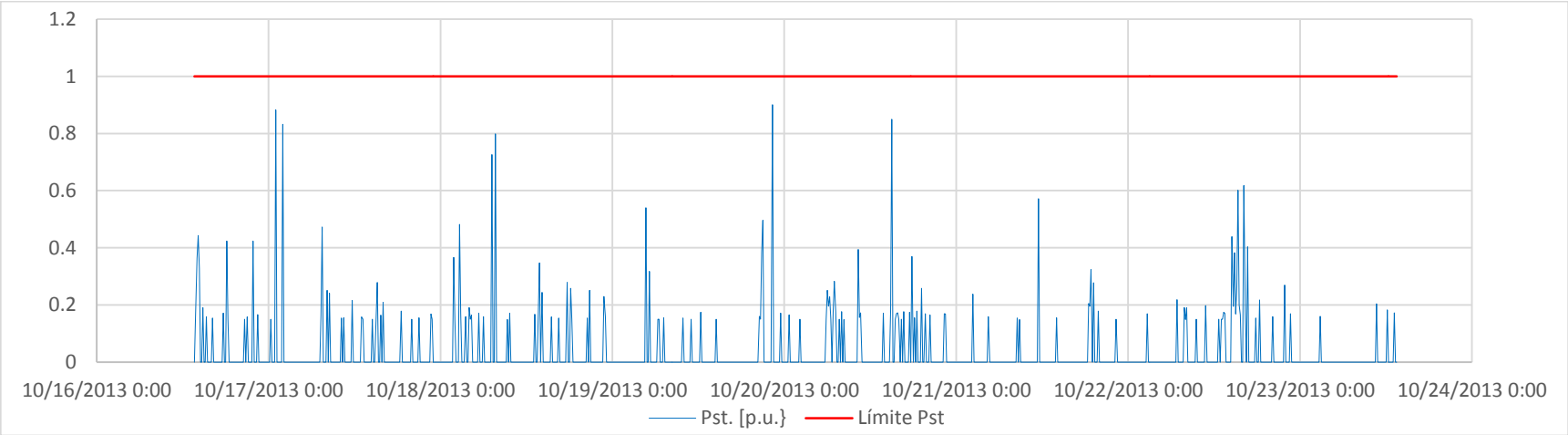

Figura 3. 15 Nivel de severidad flicker – P_{st} de la Fase A.

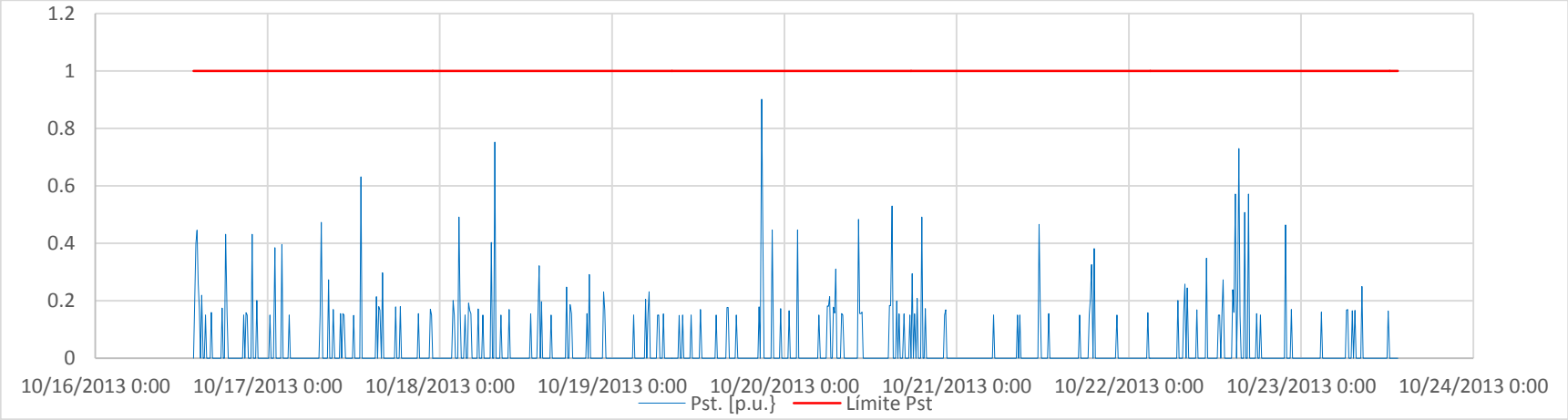

Figura 3. 16 Nivel de severidad flicker – P_{st} de la Fase B.

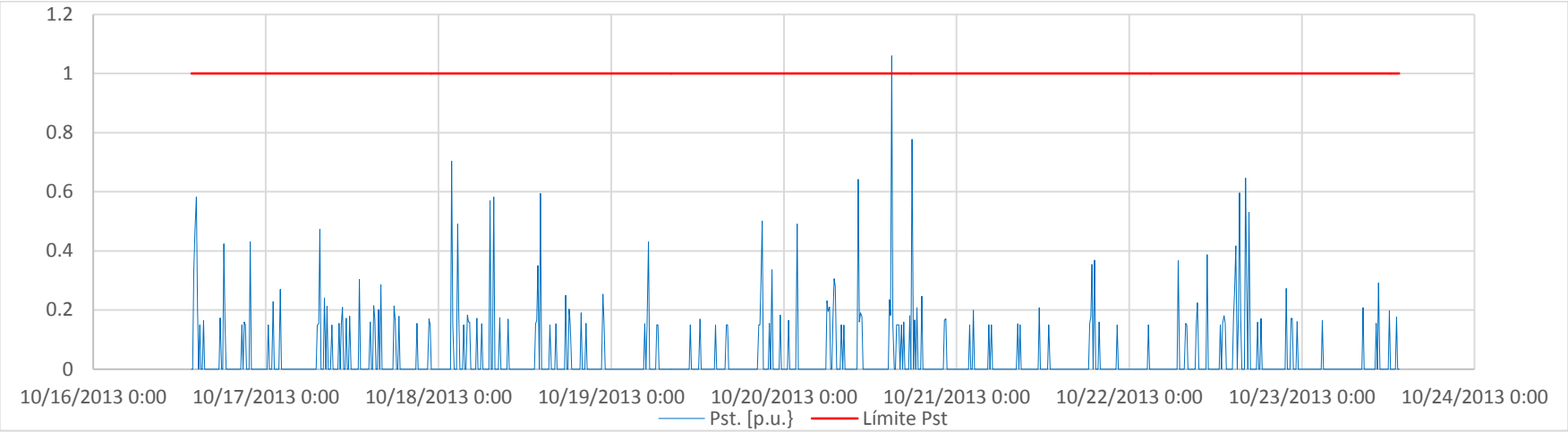

Figura 3. 17 Nivel de severidad flicker - P_{ST} de la Fase C.

Análisis del flicker P_{st}

En las Figuras 3.15, 3.16 y 3.17, se puede observar los picos de los flickers P_{st} de las tres fases, tienen ciertas diferencias en cuanto a su comportamiento. En los días 16 - 17 y 22 - 24 el comportamiento es similar, pero en los días 17 - 22 el comportamiento posee diferencias en los picos de las fases.

Solamente en la fase C se tiene un pico que sobrepasa el límite establecido por la norma (1 p.u.). Esto se puede dar por las fluctuaciones de energía causada por las variaciones en la velocidad del viento y/o por el inicio o parada de aerogeneradores [18] [30], sin embargo en las tres fases los valores promedio de flickers P_{st}, están debajo del límite establecido por la norma.

3.4.2.2 Armónicos:

En las Tablas 3.18, 3.19 y 3.20, se resumen las mediciones de la distorsión armónica de tensión de cada una de las tres fases. Se puede apreciar que el promedio de cada una de ellas, se encuentra por debajo del valor límite de la norma.

Tabla 3. 18 Resumen de la distorsión armónica de tensión de la Fase A.

DISTORSION ARMONICA - FASE A						
Limite THDv	Muestras mayores al límite			THDV = 6.84%		
8%	305			Mínimo	Máximo	
>8%		<8%		0.42	21.50	
30.26%		69.74%		23/10/2013 5:50	21/10/2013 2:00	
ARMONICAS INDIVIDUALES - FASE A						
Orden	Límite	Promedio		# M > Lím	% > Límite	% < Límite
3	5.00	3.59		305	30.26%	69.74%
5	6.00	0.50		0	0.00%	100.00%
7	5.00	0.15		0	0.00%	100.00%

Tabla 3. 19 Resumen de la distorsión armónica de tensión de la Fase B.

DISTORSION ARMONICA - FASE B						
Limite THDv	Muestras mayores al límite			THDV = 6.46%		
8%	305			Mínimo	Máximo	
>8%		<8%		0.45	19.40	
30.26%		69.74%		18/10/2013 10:20	21/10/2013 4:10	
ARMONICAS INDIVIDUALES - FASE B						
Orden	Límite	Promedio		# M > Lím	% > Límite	% < Límite
3	5.00	3.60		305	30.26%	69.74%
5	6.00	0.40		0	0.00%	100.00%
7	5.00	0.14		0	0.00%	100.00%

Tabla 3. 20 Resumen de la distorsión armónica de tensión de la Fase C.

DISTORSION ARMONICA - FASE C						
Limite THDv	Muestras mayores al límite			THDV = 6.80%		
8%	305			Mínimo	Máximo	
>8%		<8%		0.54	20.40	
30.26%		69.74%		23/10/2013 6:00	20/10/2013 19:20	
ARMONICAS INDIVIDUALES - FASE C						
Orden	Límite	Promedio		# M > Lím	% > Límite	% < Límite
3	5.00	3.70		305	30.26%	69.74%
5	6.00	0.47		0	0.00%	100.00%
7	5.00	0.11		0	0.00%	100.00%

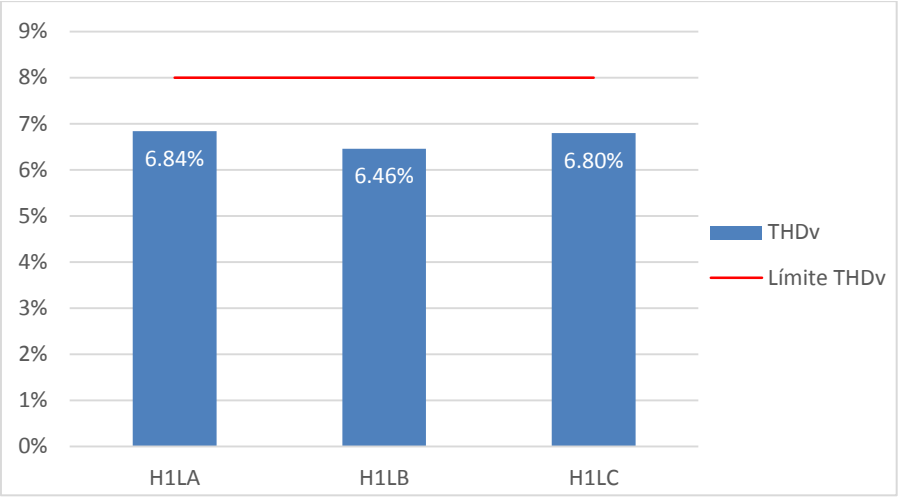

Figura 3. 18 Nivel de distorsión armónica de tensión fundamental.

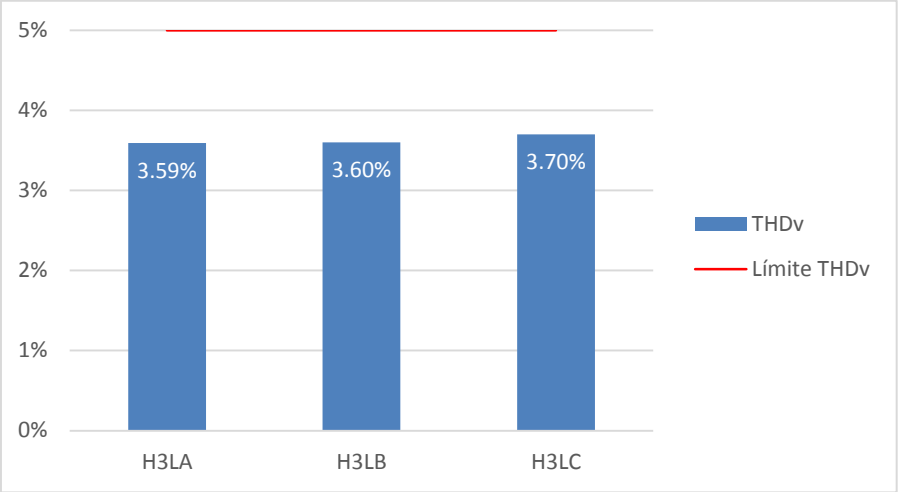

Figura 3. 19 Nivel de distorsión armónica de tensión del tercer orden.

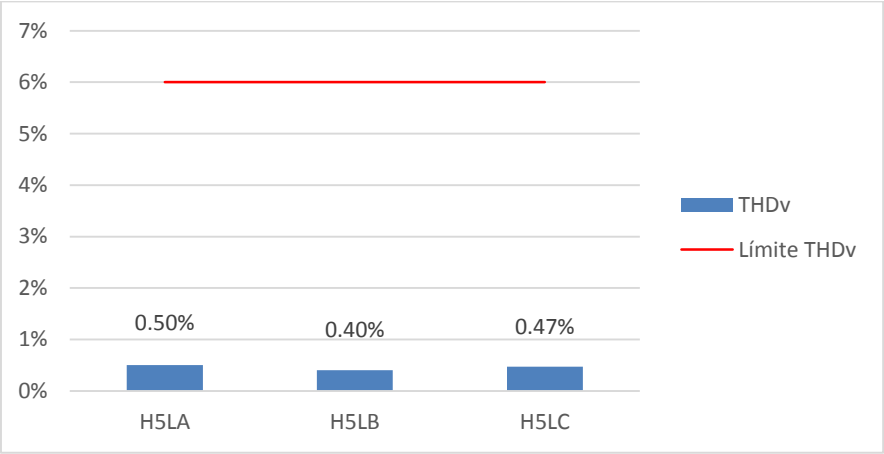

Figura 3. 20 Nivel de distorsión armónica de tensión del quinto orden.

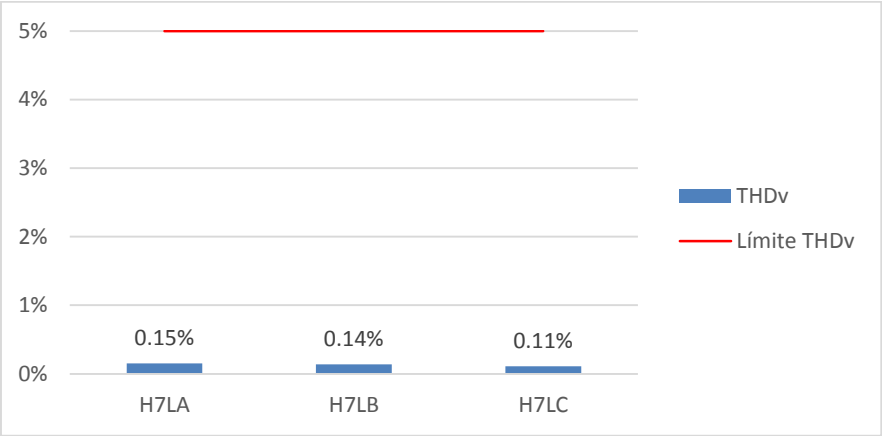

Figura 3. 21 Nivel de distorsión armónica de tensión del séptimo orden.

Análisis de los armónicos

En las Figuras 3.18, 3.19, 3.20 y 3.21, se pueden observar los armónicos: fundamental, 3er orden, 5to orden y 7mo orden de las tres fases. Los niveles de perturbación en ningún caso exceden a los límites respectivos de acuerdo a la normativa vigente, de manera que no se presenta ningún incumplimiento.

3.4.2.3 Factor de potencia:

En las Tablas 3.20, 3.21 y 3.22, se resumen las mediciones del factor de potencia en cada fase, de la cual se puede apreciar que el promedio de la fase A y C se encuentran por debajo del valor mínimo establecido.

Tabla 3. 21 Resumen del factor de potencia de la Fase A.

FACTOR DE POTENCIA - FASE A			
F.P. = 0.87			
Min↓	Máx↓	Min	Máx
0.822	0.917	---	---
23/10/2013 1:50	17/10/2013 6:20	---	---

Tabla 3. 22 Resumen del factor de potencia de la Fase B.

FACTOR DE POTENCIA - FASE B			
F.P. = 0.95			
Min↓	Máx↓	Min	Máx
0.919	0.978	---	---
22/10/2013 1:40	17/10/2013 6:30	---	---

Tabla 3. 23 Resumen del factor de potencia de la Fase C.

FACTOR DE POTENCIA - FASE C			
F.P. = 0.73			
Min↓	Máx↓	Min	Máx
0.665	0.793	---	---
16/10/2013 22:00	20/10/2013 6:30	---	---

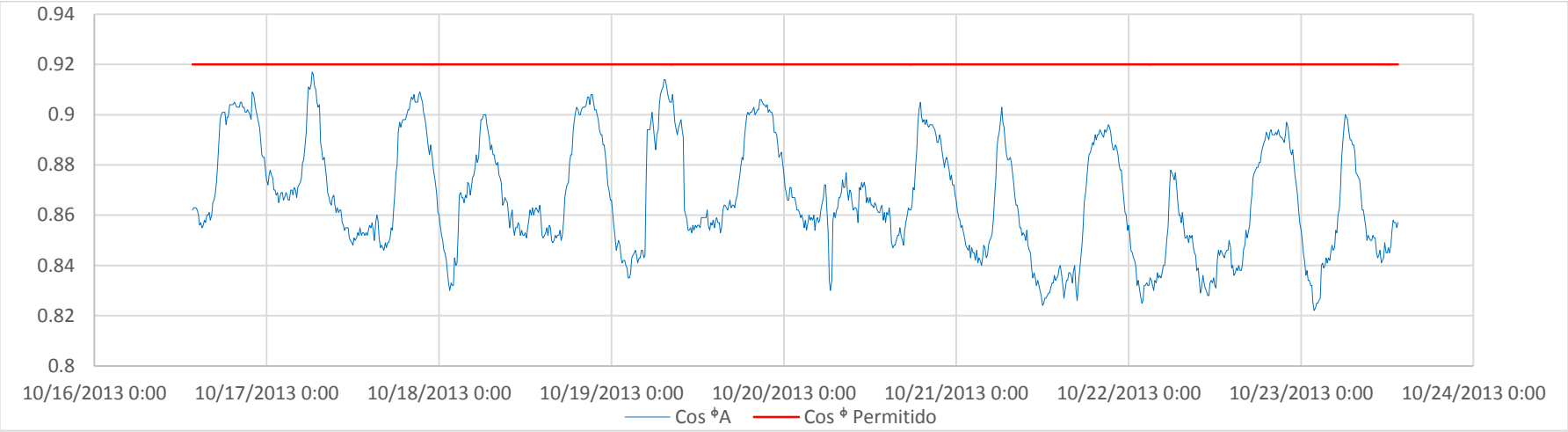

Figura 3. 22 Factor de potencia de la Fase A.

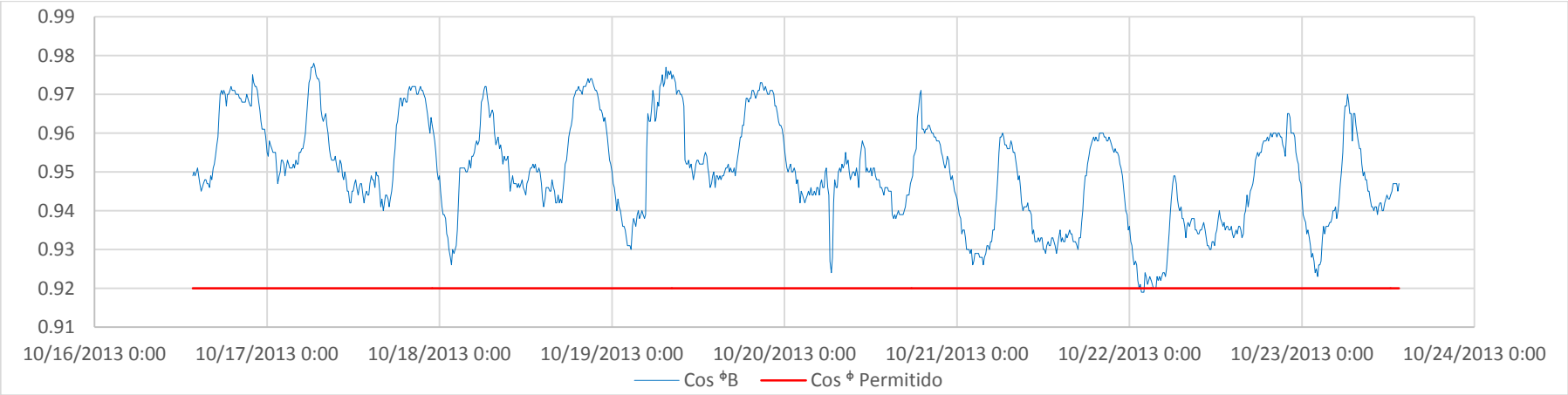

Figura 3. 23 Factor de potencia de la Fase B.

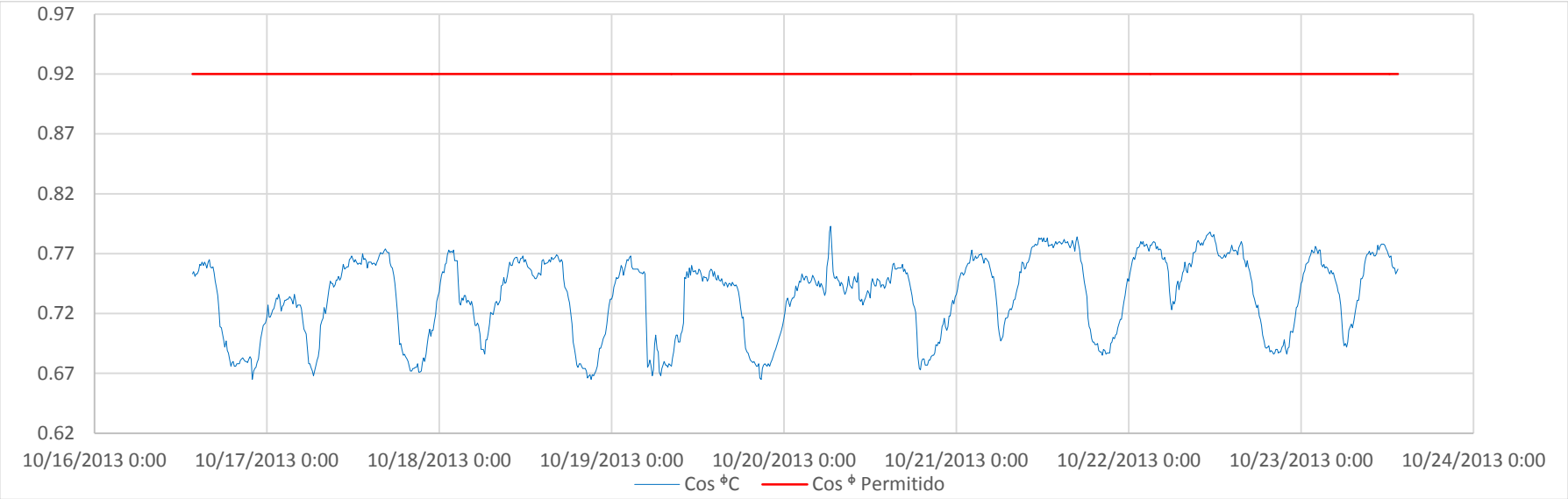

Figura 3. 24 Factor de potencia de la Fase C.

Análisis del factor de potencia

En las Figuras 3.22, 3.23 y 3.24, se indican el factor de potencia medido en las tres fases, y se observa que a lo largo del tiempo existen valores por debajo del límite establecido. De igual manera se presentan factores de potencia promedios inferiores al valor mínimo (0.92) en la fase A y C, los cuales pueden ser producidos por la presencia de cargas no lineales y/o inversores que poseen los aerogeneradores del parque eólico.

Los convertidores electrónicos de potencia generan distorsión armónica, y dicha distorsión convierte una parte de la energía útil en energía de alta frecuencia que ya no sería útil para la mayoría de cargas, por lo que se produce una reducción en el factor de potencia [24].

3.4.2.4 Energía:

En las Tablas 3.23, 3.24, 3.25 y 3.26, se resumen los promedios de los distintos tipos de energías registrada por el equipo, en cada una de las fases y la total.

Tabla 3. 24 Energía registrada por el equipo de la Fase A.

ENERGÍA - FASE A		
Activa (MWh)	**Aparente (MVAh)**	**Reactiva (MVARh)**
109.52	**126.03**	**60.02**
Período:	**Fecha Inicial:**	16/10/2013 13:40
	Fecha Final:	23/10/2013 13:30
	Total Horas:	168h 0min

Tabla 3. 25 Energía registrada por el equipo de la Fase B.

ENERGÍA - FASE B		
Activa (MWh)	**Aparente (MVAh)**	**Reactiva (MVARh)**
242.09	**254.53**	**71.03**
Período:	**Fecha Inicial:**	16/10/2013 13:40
	Fecha Final:	23/10/2013 13:30
	Total Horas:	168h 0min

Tabla 3. 26 Energía registrada por el equipo de la Fase C.

ENERGÍA - FASE C		
Activa (MWh)	**Aparente (MVAh)**	**Reactiva (MVARh)**
171.63	**234.46**	**156.68**
Período:	**Fecha Inicial:**	16/10/2013 13:40
	Fecha Final:	23/10/2013 13:30
	Total Horas:	168h 0min

Tabla 3. 27 Energía total registrada por el equipo.

ENERGÍA – TOTAL		
Activa (MWh)	**Aparente (MVAh)**	**Reactiva (MVARh)**
523.25	**615.03**	**287.75**
Período:	**Fecha Inicial:**	16/10/2013 13:40
	Fecha Final:	23/10/2013 13:30
	Total Horas:	168h 0min

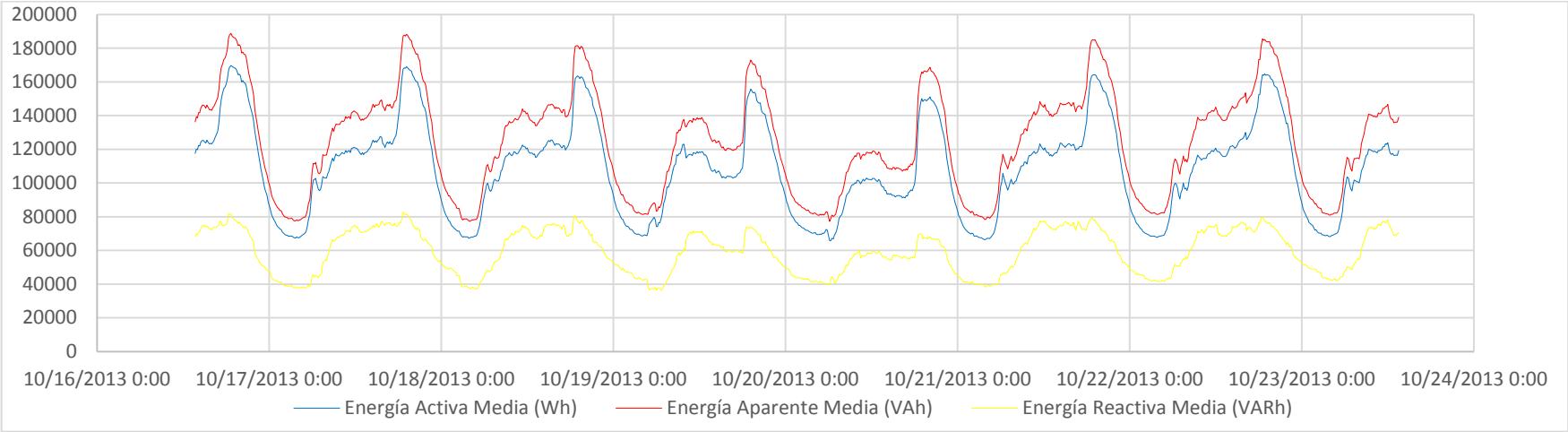

Figura 3. 25 Apreciación de las potencias en la medición de la Fase A.

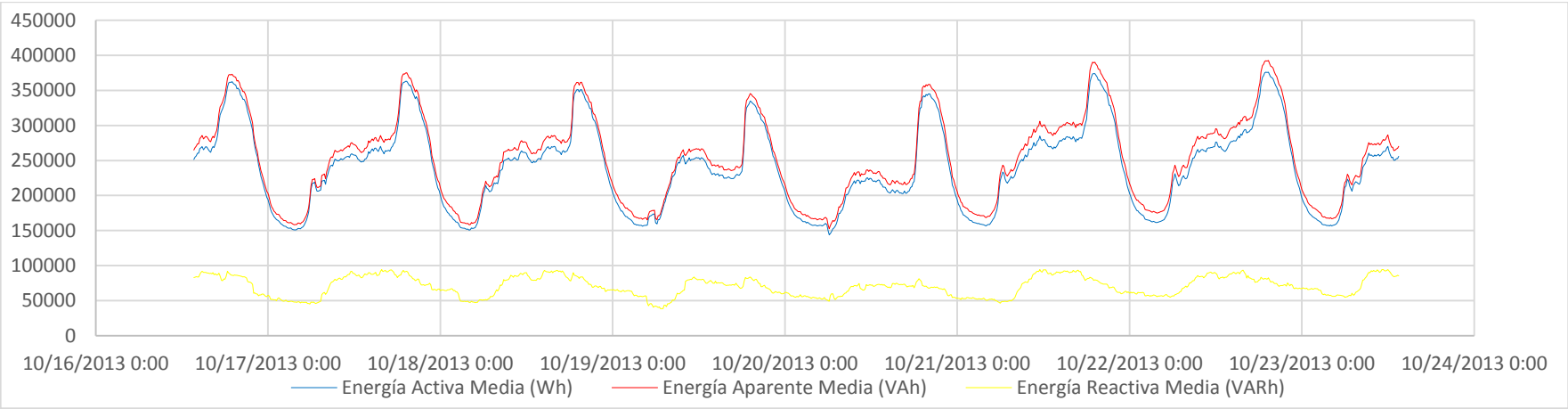

Figura 3. 26 Apreciación de las potencias en la medición de la Fase B.

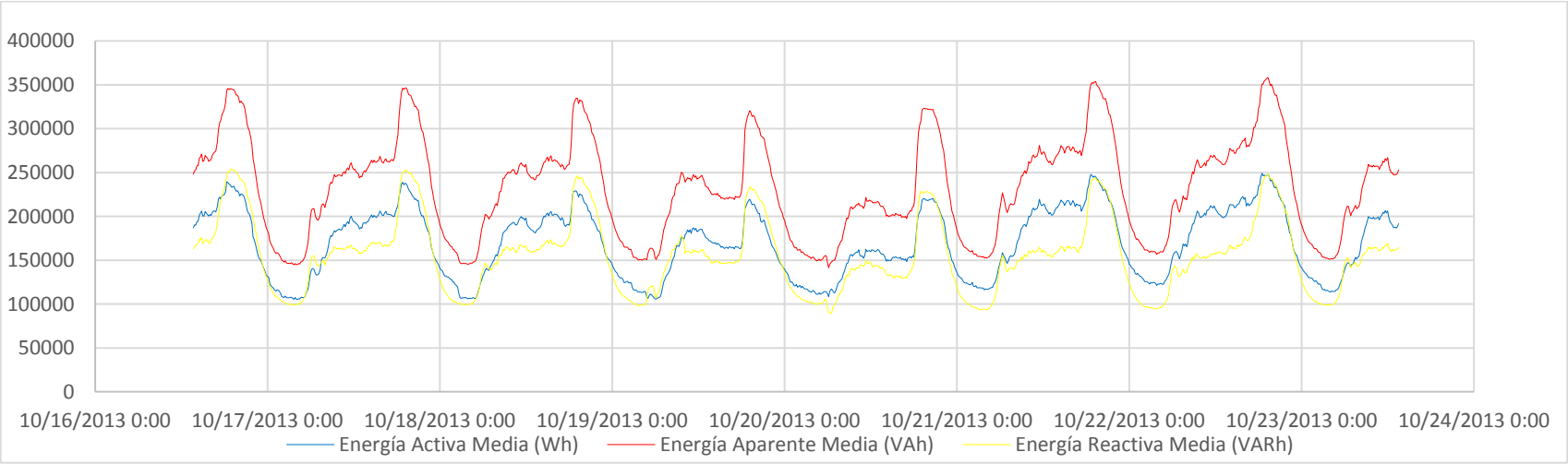

Figura 3. 27 Apreciación de las potencias en la medición de la Fase C.

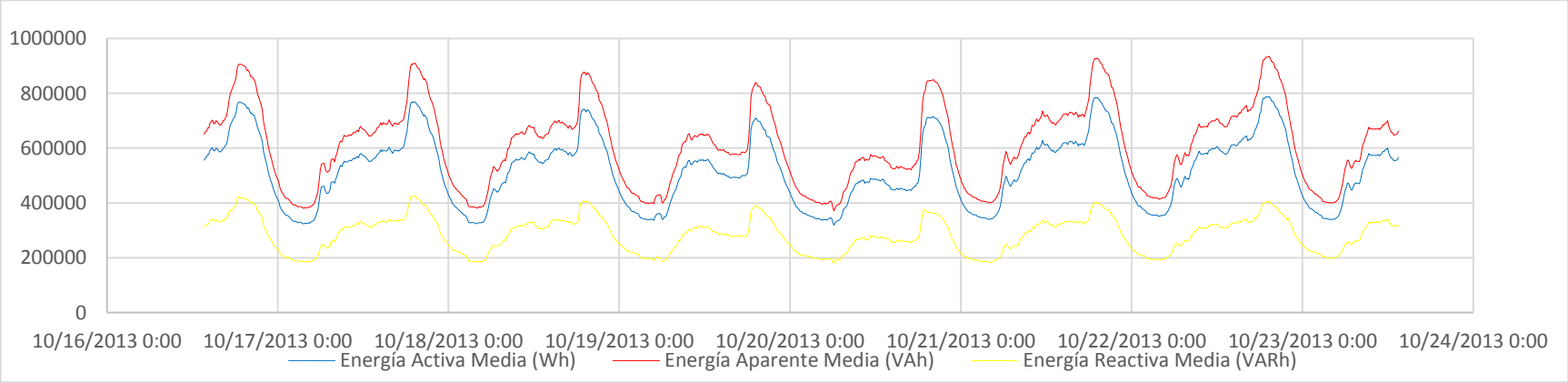

Figura 3. 28 Apreciación de las potencias total en la medición.

Análisis de la energía

En las Figuras 3.25, 3.26, 3.27 y 3.28 se aprecian los consumos diarios de energía, presentándose consumos menores el sábado 19 y domingo 20, este comportamiento puede ser debido a que en el fin de semana existe menos consumo de energía a diferencia de los días laborables.

Existe una disminución en el consumo de energía activa en la fase A, además de un aumento considerable en el consumo de la energía reactiva en la fase C, esto puede ser producido por el bajo factor de potencia registrado.

3.5 Comparación entre los datos antes y después del inicio de operación del parque eólico Villonaco

3.5.1 Comparación flicker P_{st}:

En las Tablas 3.27, 3.28 y 3.29, se resumen las mediciones del nivel de severidad de flicker de corta duración de cada una de las tres fases, antes y después del funcionamiento del parque eólico Villonaco. Con los registros se realizará una comparación para determinar el impacto de la inserción del sistema eólico a la red.

Tabla 3. 28 Comparación del nivel de severidad de corta duración flicker – P_{st} Fase A.

ANTES	DESPUES	DIFERENCIA	PORCENTAJE REFERENTE AL LIMITE (1 p.u.)	RESULTADO
Pst = 0.03711 p.u.	Pst = 0.03689 p.u.	-0.00022	-0.02%	REDUCE

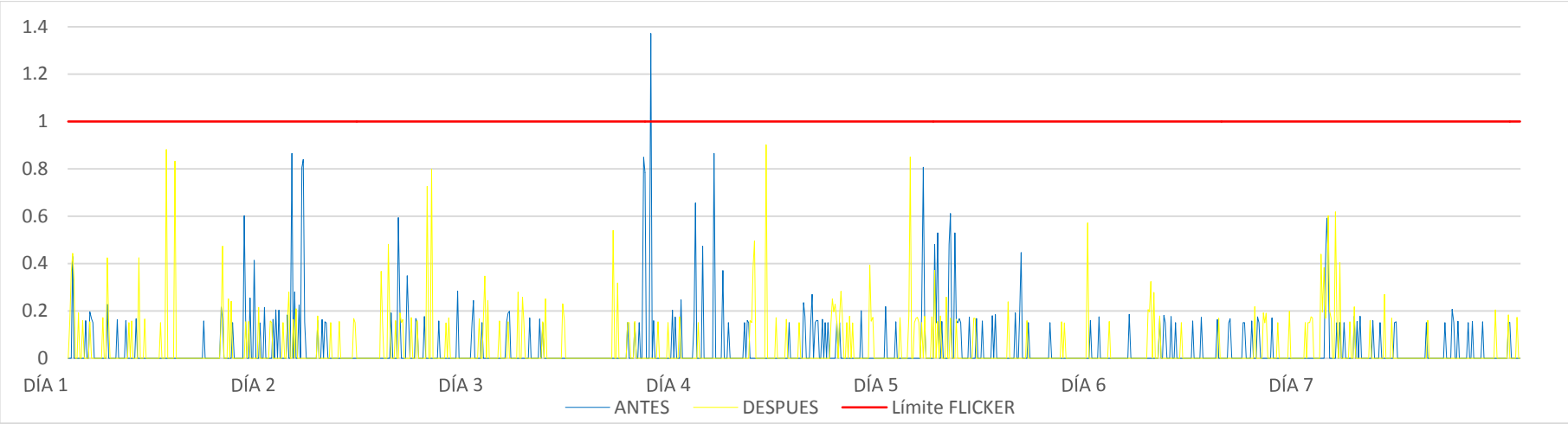

Figura 3. 29 Comparación del nivel de severidad flicker - Pst Fase A.

Tabla 3. 29 Comparación del nivel de severidad de corta duración flicker – P_{st} Fase B.

ANTES	DESPUES	DIFERENCIA	PORCENTAJE REFERENTE AL LIMITE (1p.u.)	RESULTADO
Pst = 0.03373 p.u.	Pst = 0.03573 p.u.	0.002	0.20%	AUMENTA

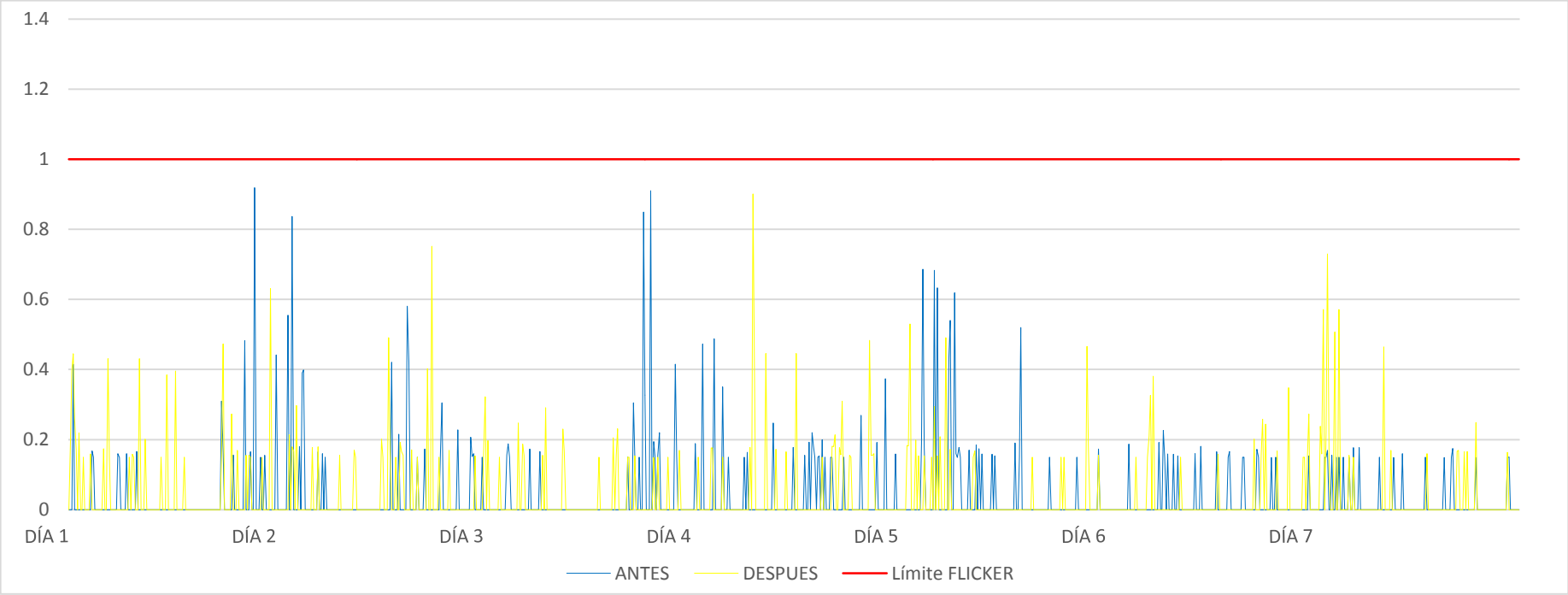

Figura 3. 30 Comparación del nivel de severidad flicker - Pst Fase B.

Tabla 3. 30 Comparación del nivel de severidad de corta duración flicker – P_{st} Fase C.

ANTES	DESPUES	DIFERENCIA	PORCENTAJE REFERENTE AL LIMITE (1p.u.)	RESULTADO
Pst = 0.03715 p.u.	Pst = 0.03729 p.u.	0.00014	0.01%	AUMENTA

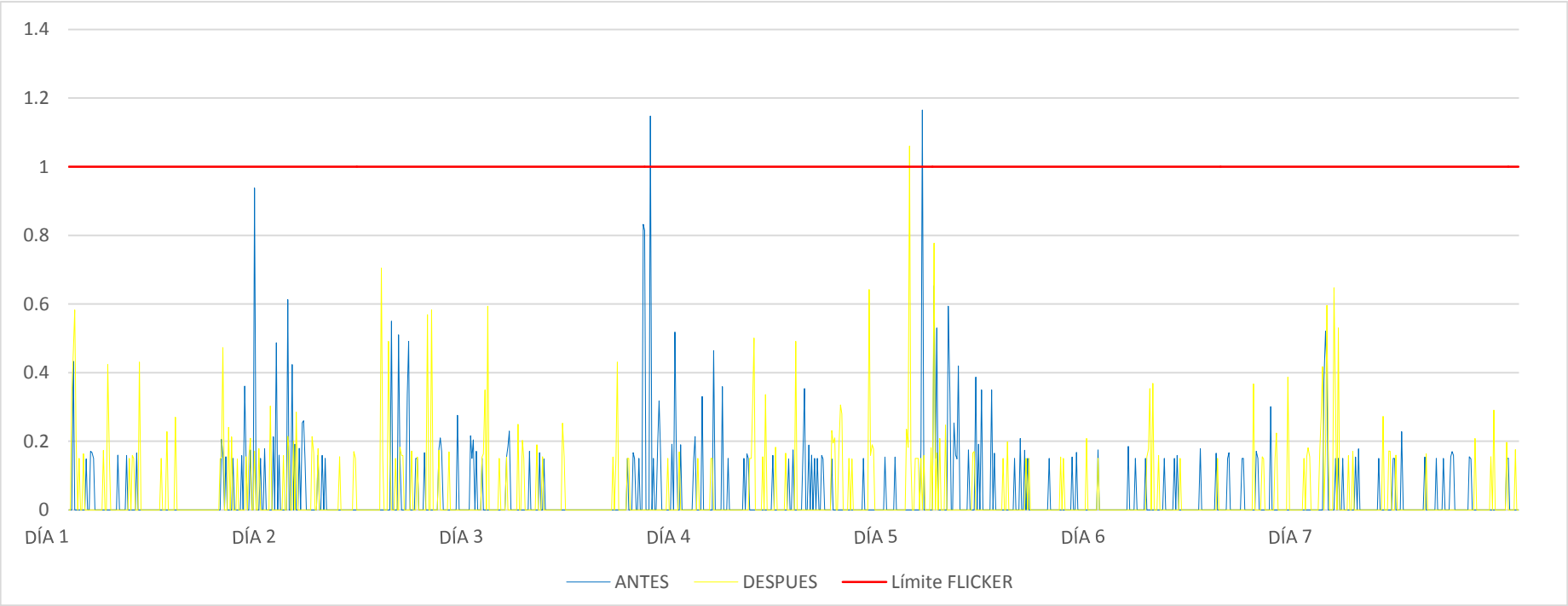

Figura 3. 31 Comparación del nivel de severidad flicker – P_{st} Fase C.

Análisis de los flicker P_{st} de la comparación entre el antes y después

En la Figura 3.29, 3.30 y 3.31 se puede observar los picos de los flickers P_{st} de las tres fases A, B y C respectivamente. Se nota claramente que el comportamiento posee diferencias en los picos de las fases, antes y después del funcionamiento del parque eólico. A continuación se analizará a cada una de las fases:

- Fase A, en este caso se tiene solamente un pico que sobrepasa el límite establecido por la norma (1 p.u.), sin embargo en ambos casos se obtienen valores promedio de flickers P_{st} debajo del límite. Para el caso del antes, es Pst = 0.03711 p.u y para el después es Pst = 0.03689 p.u. Por lo tanto con la inserción del parque eólico se tiene una disminución del 0.02% del valor promedio de flicker.
- Fase B, en este caso no se tienen picos que sobrepasan el límite establecido por la norma (1 p.u.), en ambos casos se obtienen valores promedio de flickers P_{st} muy por debajo del límite. Para el caso del antes, es Pst = 0.03373 p.u y para el después es Pst = 0.03573 p.u. por lo tanto con la inserción del parque eólico se tiene un aumento del 0.20% del valor promedio de flicker.
- Fase C, en este caso se tienen 3 picos que sobrepasen el límite establecido por la norma (1 p.u.), sin embargo en ambos casos se obtienen valores promedio de flickers P_{st} muy por debajo de dicho límite. Para el caso del antes, es Pst = 0.03715 p.u y para el después es Pst = 0.03729 p.u. por lo tanto con la inserción del parque eólico se tiene un aumento del 0.01% del valor promedio de flicker.

Los porcentajes antes indicados se obtuvieron de la relación entre, la diferencia del después y el antes, y el límite del flicker establecido por la norma.

Los valores antes indicados reflejan lo mencionado en la teoría, de manera que cuando ingresa a la red, un parque eólico con aerogeneradores de velocidad variable y controlador de pitch, estos permiten regular la incidencia del ángulo de las palas, por ende la velocidad de las mismas, de esta manera se evita la producción de cambios bruscos de voltaje [18] [30], lo cual generaría flickers. Según A. Larsson [43] las turbinas eólicas de velocidad variable y con controlador de pitch no tienen mayor incidencia en la generación de flickers.

3.5.2 Comparación armónicos

En las Tablas 3.30, 3.31 y 3.32, se resumen las mediciones de la distorsión armónica de tensión de cada una de las tres fases, antes y después del funcionamiento del parque eólico Villonaco. Además se incluye la comparación de los resultados.

Tabla 3. 31 Comparación de la distorsión armónica fundamental de tensión.

		ANTES	DESPUES	PORCENTAJE REFERENTE AL LIMITE (8%)	RESULTADO
Orden - Fase	Límite %	Promedio %	Promedio %		
H1LA	8%	1.20%	6.84%	70.50%	AUMENTA
H1LB	8%	1.03%	6.46%	67.88%	AUMENTA
H1LC	8%	1.22%	6.80%	69.75%	AUMENTA

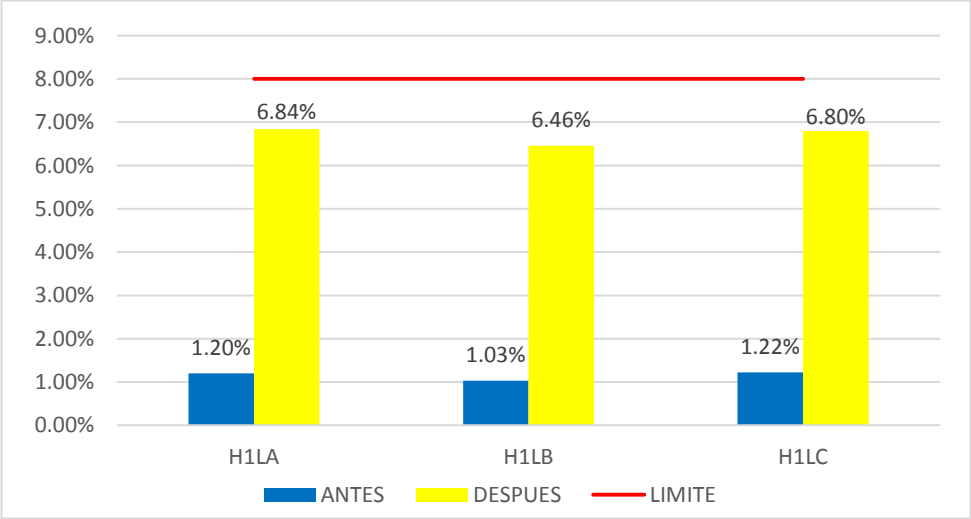

Figura 3. 32 Comparación del nivel de distorsión armónica fundamental de tensión.

Tabla 3. 32 Comparación de la distorsión armónica de tensión del 3ro orden.

		ANTES	DESPUES	PORCENTAJE REFERENTE AL LIMITE (8%)	RESULTADO
Orden - Fase	Límite %	Promedio %	Promedio %		
H3LA	5%	0.22%	3.59%	67.40%	AUMENTA
H3LB	5%	0.11%	3.60%	69.80%	AUMENTA
H3LC	5%	0.24%	3.70%	69.20%	AUMENTA

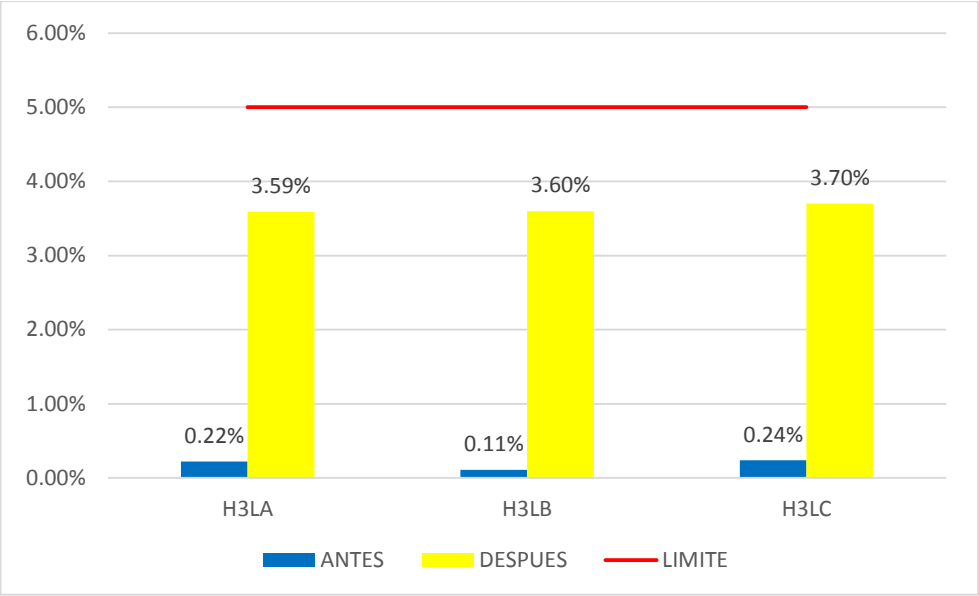

Figura 3. 33 Comparación del nivel de distorsión armónica de tensión del 3ro orden.

Tabla 3. 33 Comparación de la distorsión armónica de tensión del 5to orden.

		ANTES	DESPUES	PORCENTAJE REFERENTE AL LIMITE (8%)	RESULTADO
Orden - Fase	Límite %	Promedio %	Promedio %		
H5LA	6%	0.59%	0.50%	-1.50%	**REDUCE**
H5LB	6%	0.53%	0.40%	-2.17%	**REDUCE**
H5LC	6%	0.62%	0.47%	-2.50%	**REDUCE**

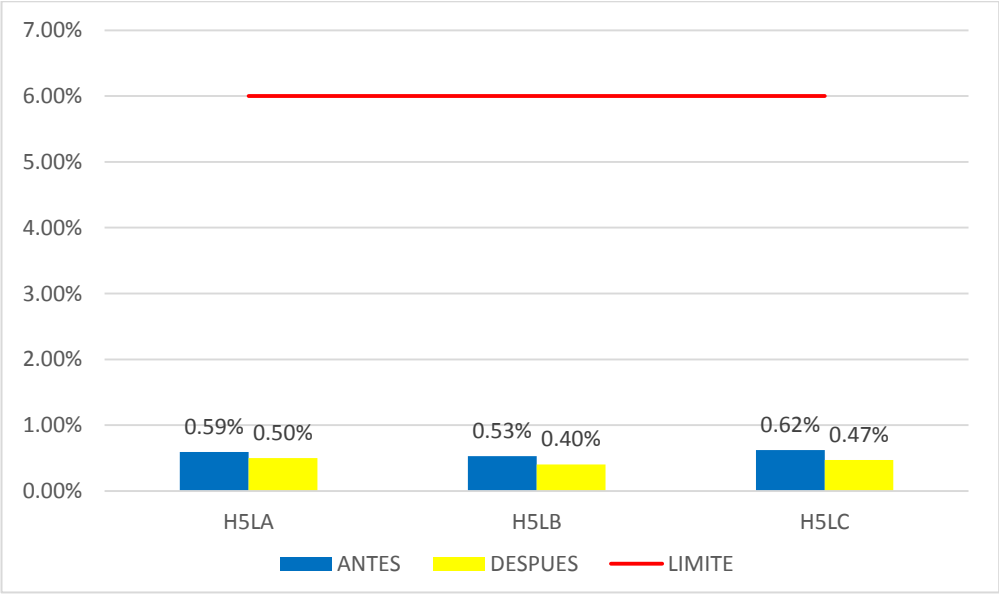

Figura 3. 34 Comparación del nivel de distorsión armónica de tensión del 5to orden.

Tabla 3. 34 Comparación de la distorsión armónica de tensión del 7mo orden.

		ANTES	DESPUES	PORCENTAJE REFERENTE AL LIMITE (8%)	RESULTADO
Orden - Fase	Límite %	Promedio %	Promedio %		
H7LA	5%	0.17%	0.15%	-0.40%	REDUCE
H7LB	5%	0.14%	0.14%	0.00%	---
H7LC	5%	0.13%	0.11%	-0.40%	REDUCE

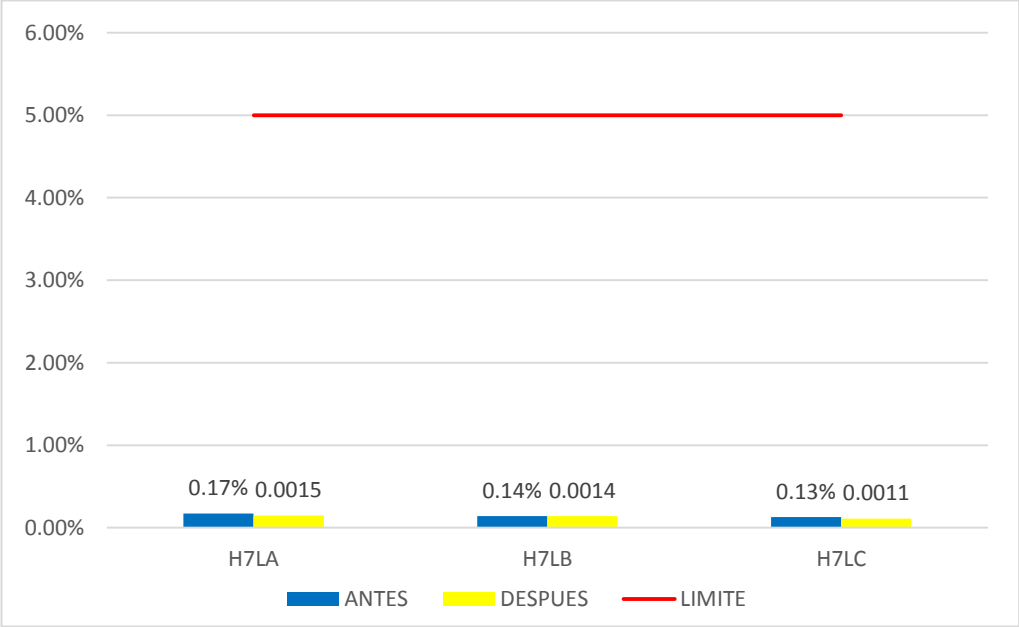

Figura 3. 35 Comparación del nivel de distorsión armónica de tensión del 7mo orden.

Análisis de los armónicos de tensión, de la comparación entre el antes y después

En la Figura 3.32, 3.33, 3.34 y 3.35 se puede observar la distorsión armónica de tensión fundamental, 3er orden, 5to orden y 7mo orden respectivamente, del antes y el después del funcionamiento del parque eólico. A continuación se analizará la distorsión armónica de distintos órdenes de cada una de las fases:

Armónico fundamental y de tercer orden, para los caso mencionados, existe diferencia entre el antes y el después de las tres fases, como se observa en las Figuras 3.32 y 3.33 respectivamente, a pesar de que en ningún caso el nivel de perturbación excede el límite establecido por la norma.

Con la inserción del parque eólico existe un incremento notable de los armónicos como se puede observar a continuación:

Para el caso del armónico fundamental. Limite 8%

- Línea A.- se tiene un aumento del 70.50% del valor promedio.
- Línea B.- se tiene un aumento del 67.88% del valor promedio.
- Línea C.- se tiene un aumento del 69.75% del valor promedio.

Para el caso del armónico de tercer orden. Limite 5%

- Línea A.- se tiene un aumento del 67.40% del valor promedio.
- Línea B.- se tiene un aumento del 69.80% del valor promedio.
- Línea C.- se tiene un aumento del 69.20% del valor promedio.

Los aumentos considerables en los armónicos fundamental y de tercer orden, se puede producir por la presencia de convertidores e inversores electrónicos de potencia dentro de los aerogeneradores del parque eólico (Figura 3.36), ya que son una fuente de armónicos y causan la reducción de la calidad de energía de la red [16] [27].

Armónico de quinto y séptimo orden, se tienen niveles de perturbación muy bajos y similares en comportamiento, en ningún caso dichos niveles exceden el límite establecido por la norma.

Con la inserción del parque eólico existe una disminución mínima de los armónicos como se puede observar a continuación:

Para el caso del armónico de quinto orden. Limite 6%

- Línea A.- se tiene una reducción del 1.50% del valor promedio.
- Línea B.- se tiene una reducción del 2.17% del valor promedio.
- Línea C.- se tiene una reducción del 2.50% del valor promedio.

Para el caso del armónico de séptimo orden. Limite 5%

- Línea A.- se tiene una reducción del 0.40% del valor promedio.
- Línea B.- no existe modificación.
- Línea C.- se tiene una reducción del 0.40% del valor promedio

El comportamiento entre el antes y después son similares, ya que se tienen filtros pasivos a la entrada y salida de los convertidores (Figura 3.36) dentro del modelo de

aerogenerador utilizado en Villonaco [13], a más existe la presencia de dos transformadores de potencia en las subestaciones Villonaco y Loja, que se encuentran posteriores al parque eólico, estos también actúan como filtros pasivos y se encargan de filtrar los armónicos de 5to y 7to orden [44]. Por tal razón en el lugar de medición no existe variación significativa de los armónicos antes mencionados.

Todos los porcentajes antes indicados se obtuvieron de la relación entre, la diferencia del después y el antes, y el límite respectivo del armónico estudiado.

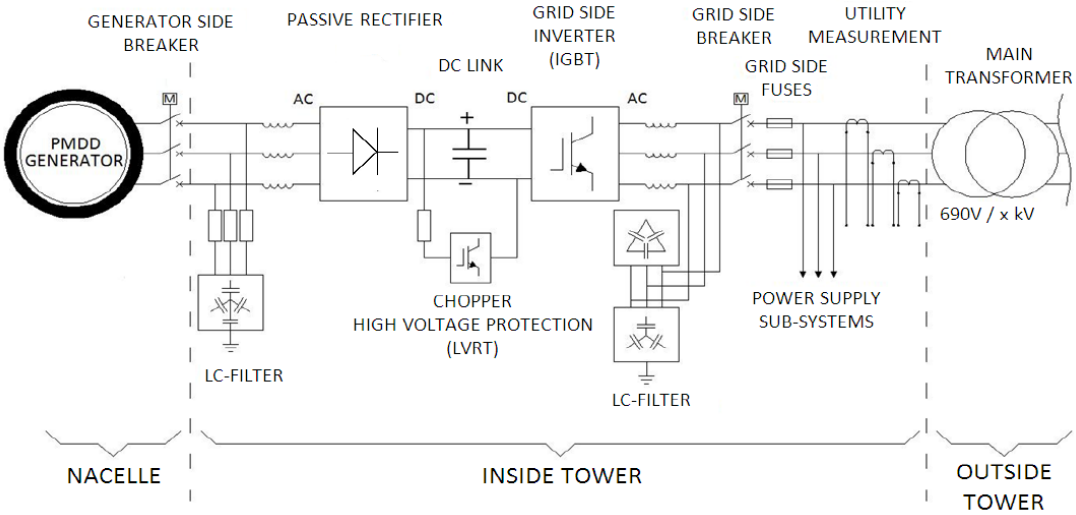

Figura 3. 36 Diagrama de localización de los diferentes elementos del convertidor, en el aerogenerador GOLDWIND 1.5 MW. Fuente [13].

3.5.3 Comparación factor de potencia:

En las Tablas 3.34, 3.35 y 3.36, se resumen las mediciones del factor de potencia de cada una de las tres fases, antes y después del funcionamiento del parque eólico Villonaco.

Tabla 3. 35 Comparación del factor de potencia Fase A.

ANTES	DESPUES	DIFERENCIA	PORCENTAJE	RESULTADO
F.P. = 0.93	F.P. = 0.87	0.06	-6.00%	REDUCE

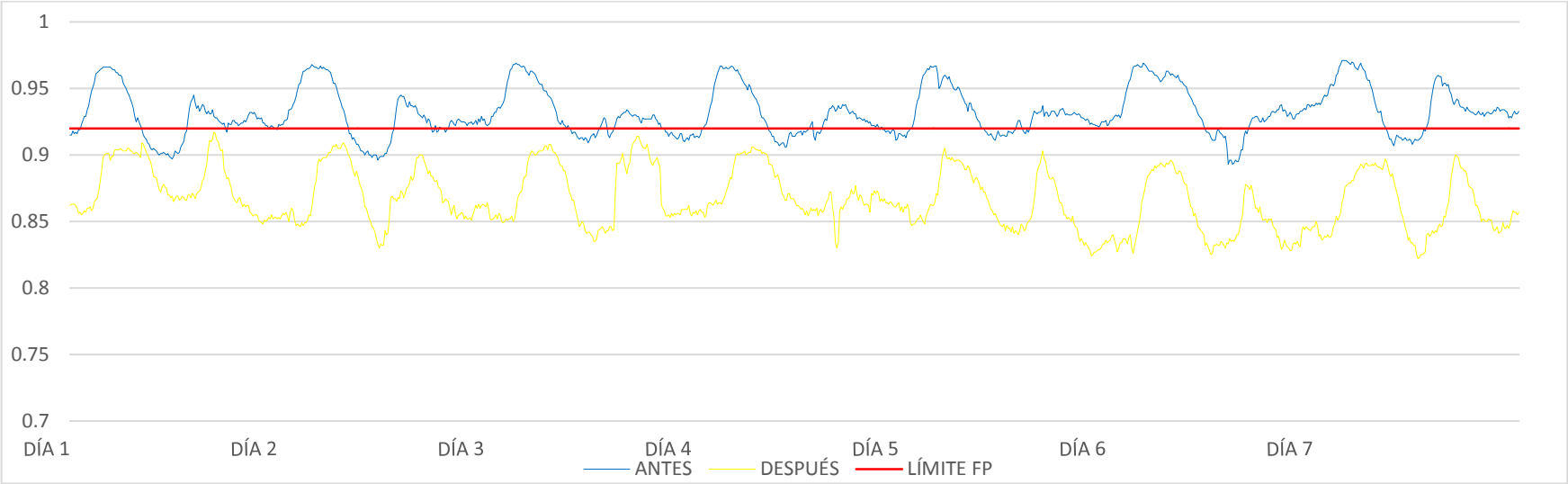

Figura 3. 37 Comparación del factor de potencia de la Fase A.

Tabla 3. 36 Comparación del factor de potencia Fase B.

ANTES	DESPUES	DIFERENCIA	PORCENTAJE	RESULTADO
F.P. = 0.93	F.P. = 0.95	0.02	2.00%	AUMENTA

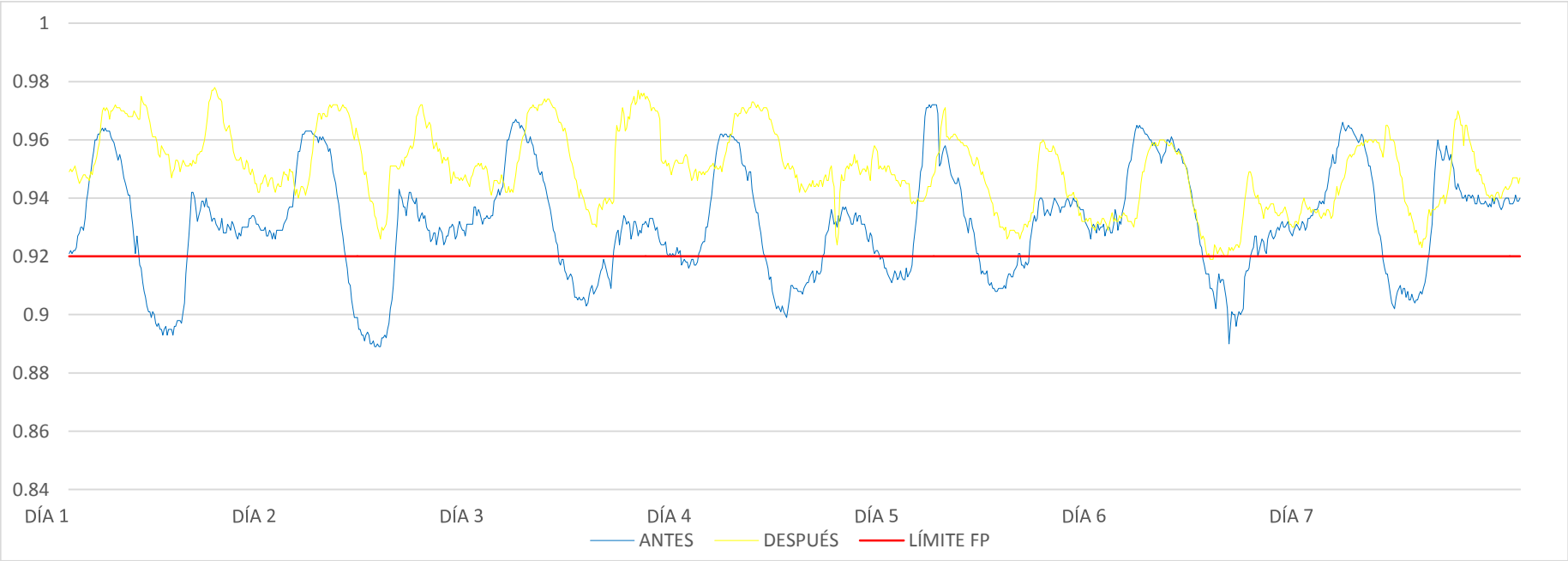

Figura 3. 38 Comparación del factor de potencia de la Fase B.

Tabla 3. 37 Comparación del factor de potencia Fase C.

ANTES	DESPUES	DIFERENCIA	PORCENTAJE	RESULTADO
F.P. = 0.92	F.P. = 0.73	0.19	-19.00%	REDUCE

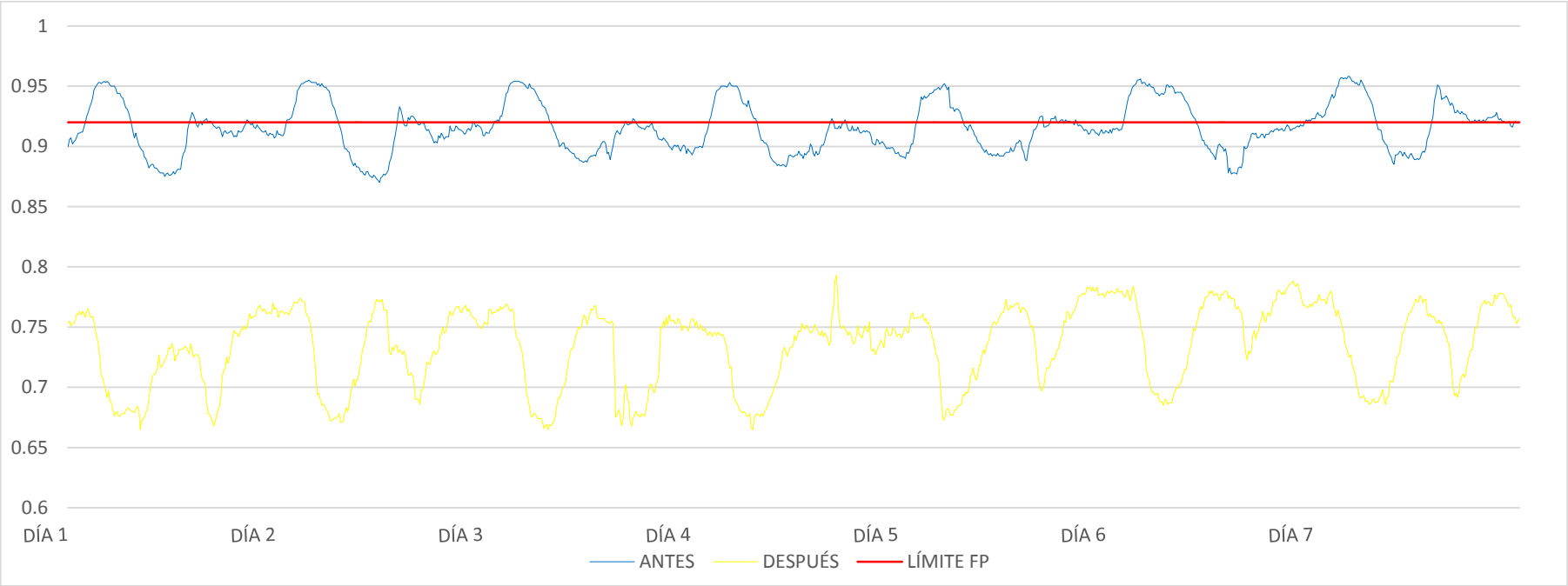

Figura 3. 39 Comparación del factor de potencia de la Fase C.

Análisis del factor de potencia, de la comparación entre el antes y después

En la Figura 3.37, 3.38 y 3.39, se puede observar el factor de potencia promedio medido en las tres fases, antes y después de la inserción del parque eólico, teniendo en las fases A y C valores del FP (factor de potencia) por debajo del límite permitido, después de la inclusión. A continuación se analizará cada una de las fases:

- Para la fase A se tiene en la medición del antes un FP = 0.93 y para el después un FP = 0.87, produciendo una disminución en un 6% con la inclusión del parque eólico, con lo que se está incumpliendo el valor mínimo permitido por la normativa y por ende se tendrá que cumplir con las sanciones establecidas.
- Para la fase B se tiene en la medición del antes un FP = 0.93 y para el después un FP = 0.95, produciendo un aumento del 2% con la inclusión del parque eólico, en ambos casos se cumple con la normativa.
- Para la fase C se tiene en la medición del antes un FP = 0.92 y para el después un FP = 0.73, produciendo una disminución del 19% con la inclusión del parque eólico, con lo que se está incumpliendo el valor mínimo permitido por la normativa y por ende se tendrá que cumplir con las sanciones establecidas.

Los porcentajes antes indicados se obtuvieron de la relación entre, la diferencia del después y el antes, y el valor límite establecido por la norma.

Con la comparación realizada, se observan valores por debajo de los límites establecidos. Por lo que aun teniendo compensación (banco de condensadores de 12 MVAr) en la subestación Loja que se encuentra a 780 m del lugar de la medición (ver Figura 2.6), no se cumple con los valores exigidos por la regulación.

Esto puede ser producido por los inversores, convertidores y la electrónica de potencia en general que existe en los aerogeneradores, y/o por las cargas no lineales que se tiene en la red, ya que estas generan distorsión armónica y mientras exista mayor distorsión el valor del FP será aún menor, esto dado por $S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}$, donde D es la distorsión armónica [16] [24].

Cabe resaltar que en el registro realizado en la fase C se tiene un FP = 0.73, el cual es un valor inferior al mínimo establecido por la norma para una empresa

distribuidora. Se han analizado los datos de varios periodos incluido el del presente estudio, en los que se encontraron similares comportamientos en fechas cercanas al periodo registrado. Por lo que es probable la existencia de un error de medición del PF, provocado por una deficiencia del equipo.

Estas mediciones afectarían también a los datos de energía, ya que en los resultados obtenidos existe una disminución considerable en la energía activa. En el caso de la energía aparente se mantiene en comparación del antes, provocando así el bajo FP que se tiene, dado esto por la relación entre la potencia útil en kW y la potencia total en kVA, que viene dada por $FP = \frac{P}{S}$ [24].

La mejora del factor de potencia aumenta la eficiencia de la utilización de energía eléctrica, mitiga la potencia de distorsión de armónicos y extiende la vida útil de los componentes electrónicos de los aerogeneradores y sus dispositivos eléctricos en general [43].

Teniendo un alto FP la energía abastecida por la empresa distribuidora, se tiene mayor energía útil utilizada por los consumidores y de esta manera se reducen las pérdidas económicas, ya sea por incumplimiento con la normativa y energía desaprovechada.

3.5.4 Comparación energía:

En la Tabla 3.37, se indica las mediciones de las energías totales: activa, aparente y reactiva, antes y después del funcionamiento del parque eólico Villonaco.

Tabla 3. 38 Comparación de la energía total.

ANTES			DESPUES		
Activa (MWh)	**Aparente (MVAh)**	**Reactiva (MVARh)**	**Activa (MWh)**	**Aparente (MVAh)**	**Reactiva (MVARh)**
625.47	**672.98**	**243.61**	**523.25**	**615.03**	**287.75**
Período:	**Fecha Inicial:**	26/12/2012 16:10	***Período:***	**Fecha Inicial:**	16/10/2013 13:40
	Fecha Final:	02/01/2013 16:00		**Fecha Final:**	23/10/2013 13:30
	Total Horas:	168h 0min		**Total Horas:**	168h 0min

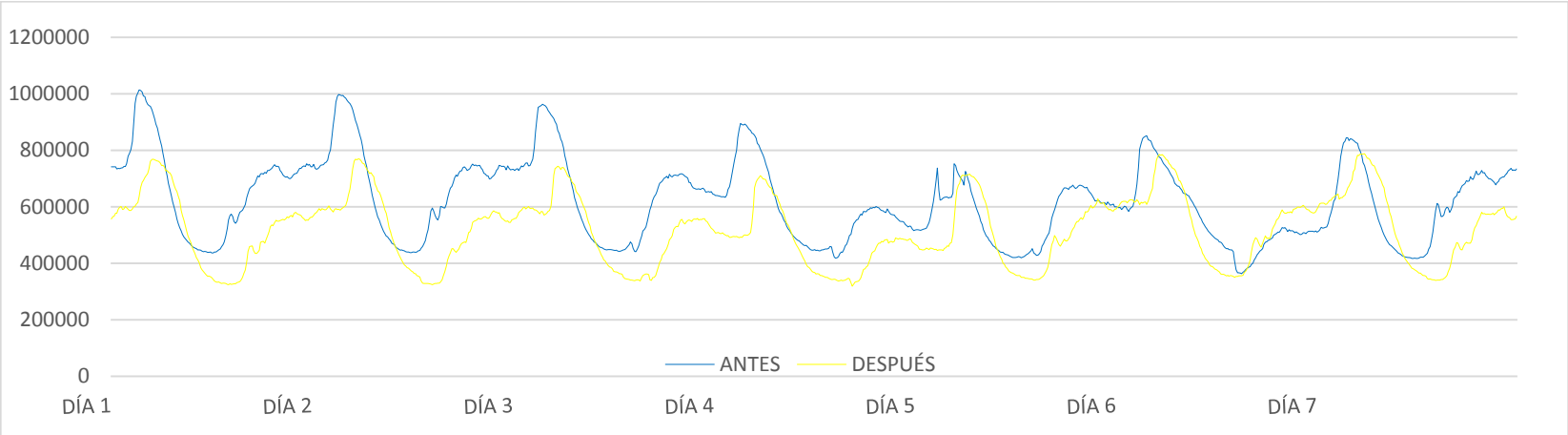

Figura 3. 40 Comparación de la energía activa total (Wh).

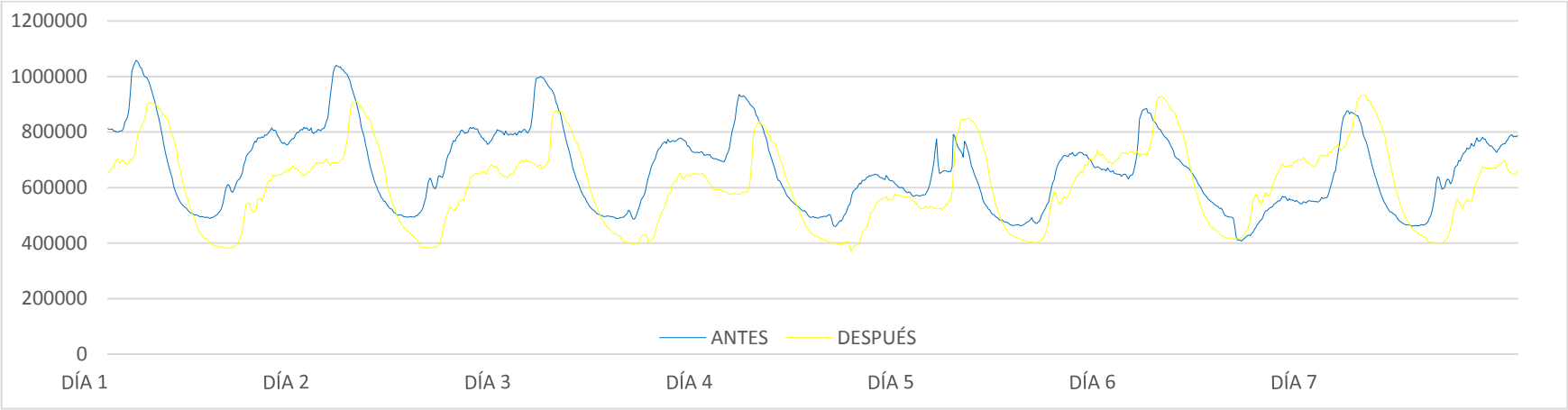

Figura 3. 41 Comparación de la energía aparente total (VAh).

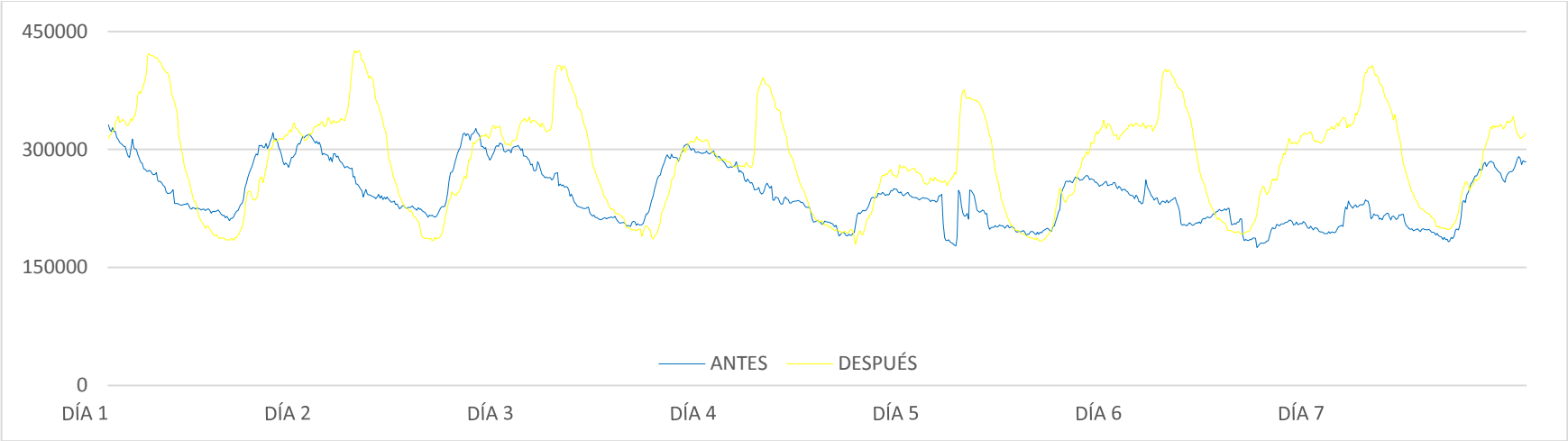

Figura 3. 42 Comparación de la energía reactiva total (VARh).

Análisis de la energía, de la comparación entre el antes y después

En las Figuras 3.40, 3.41 y 3.42 se aprecian las comparaciones de los consumos diarios de energía, resaltando que las dos mediciones se iniciaron un día miércoles, por lo que se presentan curvas de carga similares.

Además, los sistemas de energía eólica con convertidores de potencia son normalmente capaces de controlar la potencia reactiva a la red eléctrica. El control de potencia activa, sirve para obtener la máxima producción y limitar la potencia sólo para evitar la sobrecarga y el estrés de los componentes de la turbina eólica, mientras que el control de potencia reactiva sirve para obtener un factor de potencia fijo y alto [7].

El consumo de energía activa disminuyó considerablemente y la energía reactiva aumento ligeramente a partir de la inclusión del parque eólico. Por motivo de este extraño escenario presentado, se han analizado los datos de otros periodos de medición, en los que se encontraron similares comportamientos al periodo medido, por lo que es probable la existencia de un error de medición en las potencias activa, aparente y reactiva, el cual puede ser provocado por una deficiencia del equipo. Ya que el consumo depende de la carga y no de la generación.

Aunque la disminución de la energía activa también puede darse por la cantidad del despacho de energía por parte de la empresa distribuidora a sus consumidores en el periodo de medición.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

La incorporación a la red de energía eléctrica generada por centrales eólicas, conlleva analizar aspectos técnicos sobre la calidad de energía. Por lo que, en el presente estudio se analizaron parámetros que influyen en la calidad del producto, basándose en la regulación del CONELEC 004/01.

Las turbinas eólicas de velocidad variable y control de pitch, como es el caso de los aerogeneradores GOLWIND emplazados en Villonaco, cuentan con tecnología de punta, que favorece su funcionamiento y les permite controlar: potencia activa y potencia reactiva, emisión de flickers, además cuentan con filtros que ayudan a la eliminación de armónicos, lo que implica que la calidad de suministro en la red eléctrica donde se conecta el parque eólico, no se ve afectada. Por tal razón, la inclusión de la operación del parque eólico Villonaco no influye en la calidad de energía eléctrica de la EERSSA. Esto coincide con los valores promedio registrados de los parámetros analizados: flickers, distorsión armónica de tensión y factor de potencia, los cuales se encuentran dentro de los límites establecidos por la normativa del CONELEC 004/01. Sin embargo, a lo largo del periodo de medición se encontraron valores fuera de los límites prescritos.

Los parques eólicos conectados a la red producen diversas perturbaciones que pueden crear problemas asociados con la calidad de la energía. Sin embargo, en la regulación del CONELEC 004/01 solo se incluyen los siguientes parámetros: nivel de voltaje, flickers, distorsión armónica y factor de potencia. Esto se debe a que en la regulación del CONELEC 004/11 (tratamiento para la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales) en el inciso séptimo dice: "*Los parámetros técnicos para la energía eléctrica suministrada por estos generadores (eólicos), en el punto de entrega al SNI, serán los mismos que los establecidos para los generadores convencionales*". Es decir, en el Ecuador no existe una regulación específica para este tipo de generación, por lo que se hace necesario elaborar esta normativa, tomando como referencia normativas internacionales como la del IEC 61400-21, la UNE-EN-50160, la IEC 61400-4-30 en las cuales se evalúan las

características de la calidad del suministro de los aerogeneradores conectados a la red.

Flicker:

Con la inserción del parque eólico no se ha encontrado problemas en la red de distribución de la EERSSA, ya que se registraron valores de flicker por debajo del límite máximo establecido por la norma.

Estos registros obtenidos, se deben a la tecnología utilizada por los aerogeneradores del parque eólico Villonaco (velocidad variable y control de pitch), los mismos que evitan la producción de cambios bruscos de voltaje y la parada de las turbinas eólicas así no generen energía eléctrica. Con lo cual, los problemas de emisión de flicker causados por la operación continua y operaciones de conmutación, se resuelven. Esto corrobora lo expresado por A. Larsson [43] que menciona, que este tipo de aerogeneradores no posee mayor incidencia en la generación de flickers.

Distorsión amónica de tensión:

Tampoco se ha encontrado problemas en la red de distribución de la EERSSA, ya que todos los valores promedios de los distintos órdenes de armónicos se encuentran por debajo del límite máximo respectivo establecido por la norma.

A lo largo de la etapa de registro los armónicos fundamental y de tercer orden, sobrepasaron sus respectivos límites en el periodo de tiempo comprendido entre los días domingo 20 de Octubre del 2013 desde las 19:10 horas, hasta las 21:50 horas del día martes 22 de Octubre del 2013. Esto aportó en el incremento del registro promedio de los siete días, alcanzando valores cercanos a sus respectivos límites.

No ha sido factible determinar el impacto de la distorsión armónica de tensión causada por la generación eléctrica del parque eólico Villonaco, debido a la dificultad de obtención de información relacionada con su funcionamiento. Los autores consideran que probablemente el parque eólico sufrió problemas de generación en ese periodo de tiempo. Estos problemas pudieron ser ocasionados por: i) la producción de energía a velocidades muy bajas, o a velocidades elevadas; ii) la parada de algunos aerogeneradores.

El tipo de aerogeneradores del parque poseen inversores y convertidores electrónicos de potencia, que generan armónicos y los inyectan a la red. Es necesario anotar que en el tramo comprendido entre el parque eólico Villonaco y la subestación Obrapía, se encuentra dos transformadores de potencia los cuales producto de su acoplamiento generan terceros armónicos. Esto es importante ya que repercute en el lugar donde se registraron de las mediciones.

En un parque eólico, debido a la resonancia entre los bancos de capacitores y la inductancia del generador, aparecen armónicos del quinto y séptimo orden [41] [42]. Para el presente caso los armónicos antes mencionados no sufren afección alguna, ya que cuentan con filtros pasivos dentro del aerogenerador, los cuales filtran dichos armónicos. Por otro lado, los transformadores de potencia existentes entre el parque eólico y la subestación Obrapía, también actúan como filtros y favorecen a la eliminación de los armónicos.

Factor de potencia:

Con la inserción del parque eólico, se determinó que han existido problemas en la red de distribución de la EERSSA, ya que en las fases A y C se registraron valores que incumplen con la normativa establecida.

En la red del sistema eléctrico, existe compensación mediante banco de condensadores, ubicado en la subestación Loja. Sin embargo los valores registrados en las fases A (0.87) y C (0.73) incumplen la norma. Si se compara con un valor en la fase B (0.95), no se encuentra una explicación coherente a este comportamiento, y lo más probable es que existió un error de medición por deficiencia del equipo instalado.

Se debe destacar que el control de factor de potencia en la red de distribución no es considerado en ciertas normativas internacionales, como en la norma europea EN 50160. Sin embargo el ente regulador del Ecuador (CONELEC), incluye dicho parámetro con un límite mínimo establecido de 0.92, el cual es mayor en comparación con otras normativas vigentes de países en Sudamérica, que consideran el factor de potencia con un límite de 0.9.

Las regulaciones vigentes en el caso de generación no consideran el factor de potencia (como la normativa del IEC 61400-21, que evalúa la calidad del suministro

de los aerogeneradores conectados a la red), y más bien lo hacen para las cargas, por ejemplo, a los grandes consumidores conectados a la red de transmisión, distribución, y/o el resto de consumidores.

4.2 Recomendaciones

- Se considera pertinente realizar el registro de los parámetros en diferentes puntos del circuito, lo cual contribuiría a determinar la atenuación o generación de perturbaciones eléctricas que se pueden producir en la red y/o sub estaciones Villonaco y Loja. Es de suma importancia el registro de los parámetros a la salida del parque eólico en el punto común de conexión, ya que los registros obtenidos en la sub estación Obrapía, no son netamente de la generación eólica proveniente de Villonaco, sino que es un registro donde interfieren la energía del parque eólico y la energía que proviene del SNI. De esta manera se lograría determinar la influencia que tendría la red de distribución de la EERSSA por la inserción del parque eólico Villonaco.

- Según la investigación realizada, los parámetros que establece la normativa ecuatoriana no son suficientes para que la generación eólica se integre a la red. Por lo que, es necesario definir límites para otras perturbaciones causadas por este tipo de tecnología como: caídas de tensión, potencia reactiva, frecuencia de red, fluctuaciones de voltaje y flicker, desequilibrio, factor de potencia de los generadores, transitorios y sobretensiones, armónicos e interarmónicos, influencia de las acciones de conmutación. Es así que, se recomienda establecer regulaciones técnicas destinadas a la conexión de red, considerando los parámetros antes indicados.

- Al obtener errores en las mediciones realizadas en el FP, ya sea por el uso excesivo y/o por deficiencia del equipo manipulado, se recomienda utilizar equipos nuevos y calibrados, que garanticen correctos registros de los parámetros.

BIBLIOGRAFÍA

[1] Zhaoyang Dong; Kit Po Wong; Ke Meng; Fengji Luo; Fang Yao; JunHua Zhao, "Wind power impact on system operations and planning" *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Minneapolis, MN, USA, July 25 – 29, 2010, pp. 1 – 5.

[2] CELEC-EP Y MEER. *Central Eólica Villonaco,* Ecuador, 2014.España.

[3] CARTA GONZALEZ, José, et. al., *Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables,* Editorial Pearson Educación S.A., Madrid, 2009.

[4] ANTEZANA NUÑEZ, Juan, *Diseño y Construcción de un Prototipo de Generador Eólico de Eje Vertical,* Universidad de Chile, Santiago de Chile, 21 de Octubre de 2004.

[5] ABB, *Cuaderno de aplicaciones técnicas N^0 12, Plantas Eólicas,* Copyright 2012 ABB.

[6] FUNES RUIZ, José, *Análisis simplificado de la respuesta estructural de una pala de un aerogenerador,* Universidad Carlos III de Madrid, Madrid, Julio 2009.

[7] Hansen, L.H.; Madsen, P.H.; Blaabjerg, F.; Christensen, H.C.; Lindhard, U.; Eskildsen, K.," Generators and power electronics technology for wind turbines" *IEEE The 27th Annual Conference of the Industrial Electronics Society IECON '01*., Denver, CO, USA, Nov. 20 – Dec. 02, 2001, vol. 3, pp. 2000 – 2005

[8] Universidad Miguel Hernández, *II Máster Energía Solar y Renovables; Módulo: Energía Eólica,* Elche – España, Octubre 2011.

[9] Ragheb, A.; Ragheb, M., "Wind turbine gearbox technologies" *1st International Nuclear and Renewable Energy Conference (INREC10),* Amman, Jordan, March 21-24, 2010, pp. 1-8.

[10] McMillan, D.; Ault, Graham W., "Techno-Economic Comparison of Operational Aspects for Direct Drive and Gearbox-Driven Wind Turbines" *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol.25, N°. 1, pp. 191 – 198, March, 2010.

[11] Jammal, A.; Rong, Y. , "Wind Turbine Gearbox Dynamics", *IEEE International Symposium on Assembly and Manufacturing (ISAM),* Xi'an, China, July 30 – Aug. 2, 2013, pp. 330 – 333.

[12] GOLDWIND, Presentación de la empresa Goldwind Science & Technology Co., Ltd. Beijing 2013 < www.goldwindglobal.com>

[13] GOLDWIND, GOLDWIND 1.5 MW Technical Description, 2011/04/14 < www.goldwindglobal.com>

[14] *Información General sobre Energía Eólica,* Canarias, s/f.

[15] MIRANDA GARCIA, José, *Estudio y Planificación de un Parque Eólico,* Universidad Pontificia Comillas, Madrid, Septiembre de 2008.

[16] Bhadane, K.V.; Ballal, M.S.; Moharil, R.M., "Investigation for Causes of Poor Power Quality in Grid Connected Wind Energy - A Review" *IEEE Power and Energy Engineering Conference (APPEEC) Asia-Pacific*, Shanghai, China, March 27 – 29, 2012, pp. 1 – 6.

[17] Schlabbach, J., "Connection of Wind Turbines to Power Systems" *11th Internacional Conference on Electrical Power Quality and Utilisation (EPQU),* Lisboa, Portugal, Oct. 17-19, 2011, pp. 1-5.

[18] Thiringer, T.; Petru, T.; Lundberg, S., "Flicker Contribution From Wind Turbine Installations", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol.19, N°. 1, pp. 157 – 163, March, 2004.

[19] SAUCEDO, Daniel, TEXIS, José, *Factores que afectan la calidad de la energía y su solución,* Instituto Politécnico Nacional, México, D.F., 9 de Junio del 2008.

[20] Torrezan, R.; Ahn, S.U.; Escobar, C.; Gaona, A.S.P.; de Oliveira, A.V.; de Souza, A.N.; Martins, A.C.P.; Jesus, N.C., "Proposals for Improvement of Methodology and Process of Collecting and Analyzing Compatibility of Power Quality Indicators in Distribution Systems" *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA),* Sao Paulo, Brazil, Nov. 8 – 10, 2010, pp. 334 – 340.

[21] Jazebi, S.; Vahidi, B., "Reconfiguration of distribution networks to mitigate utilities power quality disturbances" *ScienceDiret Electric Power Systems Research,* Vol. 91, pp. 9 – 17, Oct. 2012.

[22] AREVALO MERCHAN, Miguel, *Calidad del producto Eléctrico en empresas de Distribución del Ecuador,* Universidad de Cuenca, Cuenca, Enero de 2011.

[23] CONELEC (2001), *Calidad del servicio Eléctrico de Distribución,* Regulación No. CONELEC – 004/01, Quito.

[24] Shwedhi, M.H.; Sultan, M.R., "Power Factor Correction Capacitors; Essentials and Cautions" *IEEE Power Engineering Society Summer Meetin*g, Vol. 3, pp. 1317 – 1322, Seattle, USA, Jul. 16 - 20, 2000.

[25] WILDI, Theodore, *Maquinas eléctricas y sistemas de potencia,* 6ta. Edición, Editorial Pearson Educación, México, 2007.

[26] Shanker, T.; Singh, R.K., "Wind Energy Conversion System: A Review" *IEEE Students Conference on Engineering and Systems (SCES),* Allahabad, Uttar Pradesh, India, March 16 – 18, 2012, pp. 1 – 6.

[27] Vafakhah, M.S.; Khademi, M.; Ramezani, A.D.; Ghayeni, M., "Study of harmonics effects generated by a Wind Park on network losses" *14th Internacional Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC),* Krakow, Polonia, May. 10 - 12, 2014, pp. 222-225.

[28] ARRILLAGA GARMENIA, Jesús, EGUILUZ MORAN, Luis, *Armónicos en sistemas de potencia,* España, Universidad de Cantabria, Editorial Electra de Viesgo, 1994.

[29] PRIAS, Omar, et. al., *Calidad de la energía eléctrica.* Universidad Autónoma de Occidente y Universidad del Atlántico, Proyecto de la Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia UPME.

[30] Larsson, A., "Flicker Emission of Wind Turbines Caused by Switching Operations" *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol.17, No. 1, pp. 119 – 123, March 2002.

[31] HERMOSILLA, Esteban, *Pautas para la medición de armónicas para ser desarrollado en el laboratorio de contrataciones y mediciones de la EIE,* Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, Valparaíso, Enero 2004.

[32] IEC (1991-04), *Flickermeter: Evaluation of flicker severity,* Norma IEC 60868, Ginebra.

[33] IEC (2009-2010), *Testing and measurement techniques – General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for*

power supply systems and equipment connected thereto, Norma IEC 61000-4-7, Ginebra.

[34] IEC (2008), *Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines,* Norma IEC 61400-21, Ginebra.

[35] Fluke Corporation, *1744/1743 Power Quality Logger User's Manual,* USA, Abril 2006

[36] OLASKA ZUBIA, Itziar, *Análisis y diseño de estrategias de operación para la explotación de parques eólicos,* Universidad del País Vasco. Bilbao, España: s.n., 2003.

[37] Barragán, E. A, *Análisis, especificación y desarrollo de procedimientos de operación para la gestión de la energía eólica en el Ecuador,* Universidad de Cuenca, Cuenca, 2012.

[38] CONELEC (2011), *Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales,* Regulación No. CONELEC – 004/11, Quito.

[39] Coster, E.J.; Ishchenko, A.; Myrzik, J.M.A.; Kling, W.L., "Modeling, Simulating and Validating Wind Turbine Behavior During Grid Disturbances" *IEEE Power Engineering Society General Meeting,* Tampa, FL, USA, June 24 – 28, 2007, pp. 1 – 6.

[40] Brorazeado, H.S.; Rosas, P.A.C.; Feitosa, E.A.N.; Miranda, M.S.,"Behavior of Wind Turbines under Brazilian Wind Conditions and Their Interaction with the Grid" *Proceedings. 8th International Conference On Harmonics and Quality of Power Proceedings,* Vol. 2, Athens, Greece, Oct. 14 – 18, 1998, pp.906 – 910.

[41] Rodríguez, J. L., Burgos, J. C. y Arnalte, S. 2003. *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica.* Madrid: Editorial Rueda S.L., 2003.

[42] Ackermann, Thomas, *Wind power in power systems.* s.l.: John Wiley & Sons Inc, 2005.

[43] Å. Larsson, P. Sörensen, and F. Santjer, "Grid impact of variable-speed wind turbines," in *Proc. Eur.Wind Energy Conf.*, Nice, France, Mar. 1–5, 1999, pp. 786–789.

[44] CANDELA, José, *Aportaciones al filtrado hibrido paralelo en redes trifásicas de cuatro hilos*, Universitat Politécnica De Catalunya, Barcelona Junio 2009. 4, pp. 543 – 548, Dec. 2002.