

Comité de Estudio CE – C4

IMPACTO EN LA CALIDAD DE ENERGÍA DE LA INCORPORACIÓN EÓLICA A GRAN ESCALA EN URUGUAY. EVALUACIÓN DE MODELOS DE ESTIMACIÓN DE PERTURBACIONES

Andrés CARDOZO**
IIE-FING-UdelaR
Uruguay

Mario VIGNOLO
IIE-FING-UdelaR
Uruguay

Gustavo BARBERA*
IITREE-FI - UNLP
Argentina

Fernando ISSOURIBEHERE
IITREE-FI - UNLP
Argentina

Resumen – En el presente trabajo se presenta una comparación de desempeño de los principales modelos teóricos de predicción de emisiones de armónicas y flicker en el Punto de Acoplamiento Común (PCC) de un Parque Eólico con la red eléctrica a la que se conecta. En particular, se analizan las metodologías propuestas por la norma IEC 61400-21 para la estimación de ambas perturbaciones, por ser una referencia comúnmente utilizada a nivel internacional en los estudios previos a la conexión de un Parque. Para el caso de armónicas se incluye, además del modelo propuesto en la mencionada norma, otros dos: uno que sólo tiene en cuenta la variación en el tiempo de la emisión individual de armónicas de las máquinas (concepto aludido comúnmente como “diversidad en el tiempo”), y otro que tiene en cuenta la diversidad en el tiempo y la topología de la red eléctrica interna del Parque. El desempeño de los distintos modelos se evalúa contrastando las respectivas predicciones de cada uno de ellos con mediciones de campo realizadas en un Parque Eólico particular de Uruguay.

Como resultado, además de evaluar el impacto de la inserción de un Parque Eólico de gran porte al sistema interconectado uruguayo y el desempeño de los modelos que predicen emisiones usados internacionalmente, se presentan recomendaciones, surgidas de la experiencia obtenida, para una estimación más exacta de ambas perturbaciones (armónicas y flicker) en la etapa de estudios de conectividad previos a la conexión del Parque.

Palabras clave: Armónicas – Calidad de Energía – Flicker – Generación Eólica

1 INTRODUCCIÓN

En la última década Uruguay ha desarrollado políticas de eficiencia energética y promoción del uso de fuentes de energía renovable no convencional. Desde el año 2006 a través de un decreto gubernamental, se habilitó a la empresa estatal UTE (Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas) para la compra-venta de energía eléctrica con proveedores instalados en todo el territorio del país que utilicen como fuente primaria de generación biomasa, hidráulica y eólica [1]. Según el último balance energético nacional [2], en el año 2015 se alcanzó una potencia de 875 MW de energía eólica con inversión pública y privada, en una potencia instalada total de 3989 MW. Al finalizar 2016 la potencia eólica total instalada alcanzará los 1200 MW [3].

* Gustavo Barbera: gbarbera@iitree-unlp.org.ar

** Andrés Cardozo: acardozo@fing.edu.uy

Las dos tecnologías de aerogeneradores predominantes en Uruguay son “Double Feed Induction Generator” (DFIG) y “Full Converter”¹ y por tanto, se tiene que una parte importante de la potencia generada en el sistema eléctrico uruguayo pasa por convertidores de Electrónica de Potencia (potenciales generadores de distorsión en tensión y corriente). Esto sumado a un contexto de creciente tecnificación de procesos industriales y de uso eficiente de la electricidad a nivel residencial (que acarrea mayor incorporación de equipamiento sensible y distorsionante en las redes) aumenta el riesgo de incompatibilidades.

La norma IEC 61400-21 [5] propone metodologías para estimar emisiones de perturbaciones (armónicas y flicker en particular) de parques eólicos, a partir de datos de ensayos de tipo normalizados de las máquinas que componen el Parque y de datos mínimos de la red a la que éste se conecta, las cuales constituyen una referencia internacional en la temática. Sin embargo, al menos en lo que refiere a emisión de armónicas, se han reportado en algunos estudios como el de *Medeiros et. al.* [6] diferencias importantes entre los resultados de las predicciones de la norma y mediciones de campo.

La alta penetración de la generación eólica en Uruguay y las dudas razonables sobre la estimación de emisión de perturbaciones usando [5] motiva el presente trabajo, que evalúa el desempeño de diferentes metodologías para estimación de perturbaciones en el PCC de un parque eólico particular de Uruguay. Se trata del Parque Florida I de AKUO Energy, situado en las proximidades de la capital del departamento de Florida.

El Parque se conecta a la red de transmisión a un nivel de tensión de 150kV y cuenta con 21 turbinas de potencia unitaria 2.4MW, tecnología DFIG. A continuación se presenta un diagrama unifilar simplificado del Parque Florida I, en el cual se puede ver que cada generador se conecta individualmente a una red de Media Tensión (MT) a través de un transformador elevador de relación de transformación nominal $n=31.5/0.66$ kV/kV. En la red MT, los generadores son colectados a través de cables subterráneos (conexión tipo “guirnalda”) al secundario de un transformador de relación de transformación nominal $n_{AT}=150/31.5$ kV/kV, cuyo primario en 150 kV se conecta al PCC con la red de Alta Tensión (AT) de UTE. En el PCC, se considera a la red de UTE con una Potencia de Cortocircuito mínima $S_k=766$ MVA y relación $X/R = 5.22$.

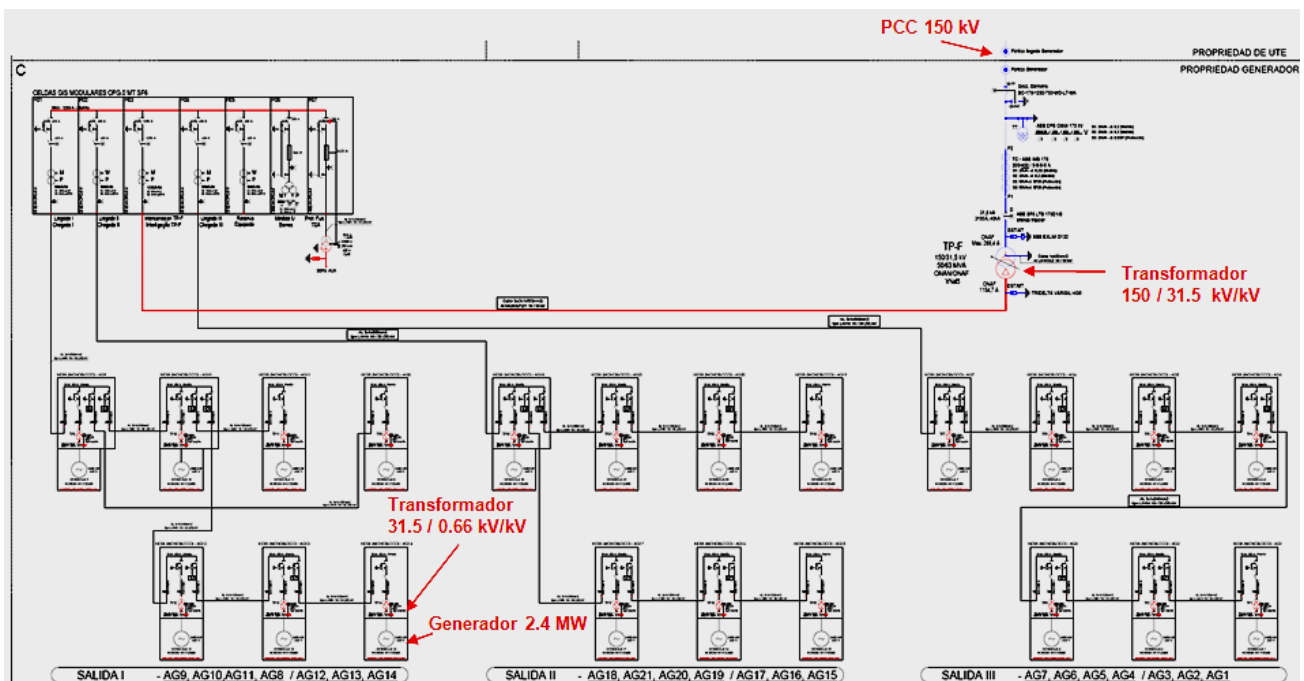


Fig. 1 – Diagrama Unifilar General del Parque Florida I

En lo que sigue, en la Sección 2 se repasa brevemente las metodologías propuestas en IEC 61400-21 para estimación de emisiones tanto de armónicas como de flicker en el PCC de un Parque Eólico. En la sección 3 se analizan las características principales de otros modelos para estimación de armónicas que contemplan la variabilidad temporal del nivel de perturbaciones en aerogeneradores y un modelo detallado de la red interna

¹ : En forma aproximada, DFIG representa el 70% de la potencia eólica instalada y Full Converter el 30% [4].

del Parque. En la sección 4 se presentan los resultados de mediciones de campo (armónicas y flicker) realizadas en el Parque Eólico Florida 1, y se analiza la performance de los modelos de previsión de perturbaciones analizados en las secciones anteriores. Finalmente, en la sección 5 se presentan las conclusiones obtenidas y las líneas de trabajo a futuro.

2 METODOLOGÍAS DE AGREGACIÓN SUGERIDAS EN IEC 61400-21

La norma IEC 61400-21 ver 2 (2008), propone utilizar las siguientes fórmulas para estimar la agregación de perturbaciones en el punto de acoplamiento común (PCC) de un parque eólico:

2.1 Flicker

$$\text{Operación Continua: } \text{Pst}_{\Sigma} = \text{Plt}_{\Sigma} = \frac{1}{S_k} \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{wt}} (c_i(\psi_k, v_a) \cdot S_{n,i})^2} \quad (\text{Ec. 1})$$

Dónde:

$c_i(\psi_k, v_a)$: es el coeficiente de flicker de la i -ésima turbina (resultado de un ensayo normalizado).

$S_{n,i}$: es la potencia aparente nominal de la i -ésima turbina.

N_{wt} : Es el número de turbinas conectadas al PCC.

S_k : Es la potencia de cortocircuito en el PCC.

Operaciones de conmutación:

$$\text{Pst}_{\Sigma} = \frac{18}{S_k} \left(\sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{10m,i} \cdot (k_{f,i}(\psi_k) \cdot S_{n,i})^{3.2} \right)^{0.31} \quad (\text{Ec. 2})$$

$$\text{Plt}_{\Sigma} = \frac{8}{S_k} \left(\sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{120m,i} \cdot (k_{f,i}(\psi_k) \cdot S_{n,i})^{3.2} \right)^{0.31} \quad (\text{Ec. 3})$$

Dónde:

$N_{10m,i}$ y $N_{120m,i}$: son el número máximo de operaciones de conmutación de la i -ésima turbina en 10 minutos y 120 minutos respectivamente.

$k_{f,i}$: es el coeficiente escalonado de flicker de la i -ésima turbina (resultado de un ensayo normalizado).

$S_{n,i}$: es la potencia aparente nominal de la i -ésima turbina.

S_k : es la potencia de cortocircuito en el PCC.

Teniendo en cuenta las definiciones dadas en [5] para el coeficiente de flicker y el coeficiente escalonado de flicker, se puede observar que en las Ecs. 1, 2 y 3 se recurre a la “ley general de suma” presentada en IEC/TR 61000-3-7 [7], cuya expresión se presenta en la Ec. 4 para el caso de Pst y agregación de N fuentes perturbadoras.

$$\text{Pst}_{\Sigma} = \sqrt[\alpha]{\sum_{i=1}^N \text{Pst}_i^{\alpha}} \quad (\text{Ec.4})$$

Como se puede apreciar, para operación continua la norma utiliza el exponente $\alpha=2$, lo que orienta a un supuesto de distribuciones de perturbaciones pseudo-gaussianas robustas, reflejando de alguna forma una aleatoriedad en la combinación de las fuentes de perturbación que son consideradas independientes. Es importante observar que este supuesto no sería adecuado, puesto que tanto el Pst como el Plt para un generador eólico siguen en rigor una distribución de probabilidad discreto-continua, dado que la perturbación tiene una cierta probabilidad p de estar presente (y $1-p$ de no estar presente) y cuando está presente sigue una distribución de probabilidad continua. Para las operaciones de conmutación se utiliza el exponente $\alpha=3.2$.

2.2 Armónicas

Para la agregación de armónicas, la norma refiere a IEC/TR 61000-3-6 [8] y utiliza la siguiente ley general de suma:

$$I_{h\Sigma} = \sqrt[\beta]{\sum_{i=1}^{N_{wt}} \left(\frac{I_{h,i}}{n_i} \right)^\beta} \quad (\text{Ec. 5})$$

Dónde:

N_{wt} : es el número de turbinas eólicas conectadas al PCC.

$I_{h\Sigma}$: es la h-ésima distorsión armónica en el PCC.

n_i : es la relación de transformación del transformador de la i-ésima turbina.

$I_{h,i}$: es el h-ésimo orden armónico de distorsión de corriente de la i-ésima turbina. Estos valores de distorsión son proporcionados en general por el fabricante para 11 bins de potencia (0% a 100% de la potencia nominal de la máquina) y son el resultado de un ensayo normalizado previsto también en la norma.

β : exponente con valor numérico a ser seleccionado de acuerdo a la Tabla 1:

La norma establece además, que si las turbinas son iguales y sus convertidores conmutados por la red (situación no realista), es probable que las armónicas estén en fase y por ello se sugiere utilizar $\beta = 1$ para todos los órdenes h.

Orden del armónico	β
$h < 5$	1.0
$5 \leq h \leq 10$	1.4
$h > 10$	2

Tabla 1 – Selección de exponente en función del orden de la armónica

Se observa que para órdenes altos de armónicas ($h > 10$), al igual que en el caso de flicker en operación continua, la norma estima aleatoriedad e independencia en las fuentes a agregar. De igual modo que en el caso de flicker, aplica en éste el comentario de que en rigor la fórmula no modela correctamente el fenómeno de agregación bajo estudio, pues las distribuciones de probabilidad de las emisiones armónicas individuales de los aerogeneradores son discreto-continuas. Para órdenes bajos de armónicas se asume suma algebraica, lo cual es claramente un peor caso teórico, y para órdenes intermedios se asume una situación intermedia entre un peor caso teórico y el caso de fuentes aleatorias independientes.

Cabe destacar, que tanto para armónicas como para flicker, las metodologías propuestas por la norma no contemplan las distancias eléctricas de los aerogeneradores al PCC. Es decir, dados dos parques con iguales máquinas en modelo y cantidad, a conectar en el mismo Punto de Acoplamiento Común, la norma predice iguales emisiones con independencia de cómo sea el conexionado de los aerogeneradores en la red interna del parque, de las longitudes y secciones de los cables y de las características de los transformadores utilizados, entre otras cosas.

3 MODELOS DETERMINÍSTICOS Y ESTOCÁSTICOS PARA LA AGREGACIÓN DE ARMÓNICAS

Como se ha mencionado en la Introducción, existen trabajos que documentan discrepancias importantes entre las estimaciones de armónicas en el PCC realizadas siguiendo los lineamientos de la norma IEC 61400-21 y las mediciones de campo. Esto no sucede, en conocimiento de los autores, para el caso de flicker. Con base a estos antecedentes, el presente trabajo se centró en el estudio de modelos alternativos de agregación de armónicas únicamente. A continuación se presentan dos de los modelos analizados, que se denominan “modelo B” y “modelo C”, reservando el nombre de “modelo A” para la estimación siguiendo los lineamientos de [5].

3.1 Modelo B: Agregación de armónicas en el PCC utilizando un modelo detallado de la red interna del Parque.

El estudio de los niveles de contaminación armónica en una red se puede obtener realizando mediciones, a través de un modelo de simulación computacional o con la combinación de ambos. La mayor dificultad de los estudios que incluyen modelos computacionales se encuentra cuando coexisten múltiples fuentes de armónicas y más aún si se presenta alguna condición de resonancia. El abordaje del problema generalmente incluye un modelado detallado de la red eléctrica en el punto donde se pretende evaluar la contaminación y sus cercanías, detalle que va disminuyendo a medida en que nos alejamos del punto de evaluación. Este tipo de modelos son los que se denominan como “determinísticos” en el contexto del presente trabajo, porque a priori no considera la variación en el tiempo de las armónicas (tanto en amplitud como en fase). De hecho generalmente las cargas perturbadoras se modelan como fuentes de tensión (o de corriente) cuyos valores son obtenidos de mediciones, ensayos o bibliografía (en ciertas condiciones) y cuyas fases se asumen de determinada manera.

Los programas comerciales que implementan modelos determinísticos ofrecen diferentes alternativas para contemplar la diversidad en el tiempo de las fuentes de perturbación, como ser agregación según IEC/TR 61000-3-6 (útil para cargas perturbadoras tradicionales) o simulaciones Montecarlo asumiendo las distribuciones de probabilidad para amplitudes y fases de cada fuente de perturbación. El problema es que para parques eólicos la información disponible en la literatura sobre la caracterización de la diversidad en el tiempo de aerogeneradores es escasa, de allí que también se implementara el modelo C para el presente trabajo (ver 3.2), que por contraposición a los determinísticos se denomina “estocástico”.

3.1.1 Implementación del modelo B para el trabajo

Para el presente trabajo se utilizó el software PowerFactory de DigSILENT. La red eléctrica en el punto de conexión se modeló por su equivalente Thévenin. La red interna del parque se modeló utilizando elementos definidos en la librería de PowerFactory personalizados para el caso bajo estudio. En particular, para los aerogeneradores se utilizó el modelo “wind turbine” y fueron cargados en éste los resultados de los ensayos de tipo IEC 61400-21 para el modelo de aerogenerador correspondiente al Parque Florida I.

Para contemplar la diversidad en el tiempo se utilizó la ley general de suma de [8] proporcionada como opción por el software. Cabe destacar además, que el programa realiza las correcciones por frecuencia en los modelos eléctricos de los componentes en forma automática.

3.2 Modelo C: Agregación de armónicas utilizando características generales de la diversidad en el tiempo de los aerogeneradores.

La fórmula de la Ec.5 propuesta para la agregación de armónicas proviene de [8], que se refiere a cargas perturbadoras en general. Los aerogeneradores no sólo no son cargas, sino que además su funcionamiento depende del viento, recurso aleatorio cuya distribución de velocidades (en valores diezminutales) sigue una distribución que se puede asumir como de Rayleigh ([5]). Por ello, amerita el estudio de si la variación con el tiempo de las emisiones (“diversidad en el tiempo”) en aerogeneradores es similar a cargas perturbadoras tradicionales de los sistemas de potencia. El trabajo de *Tentzerakis y Papathanassiou* [9] sirve como base para arrojar luz sobre el asunto. Allí se presenta un análisis, basado en mediciones de campo, sobre las características de las emisiones armónicas individuales de aerogeneradores DFIG y Full Converter, de diferentes fabricantes y diferentes tecnologías. Se concluye que las amplitudes de las emisiones armónicas de aerogeneradores (en valores promedio de diez minutos) se pueden modelar como variables aleatorias normalmente distribuidas, básicamente porque la emisión armónica en porcentaje de la corriente nominal (o en valor absoluto) es prácticamente independiente del punto de funcionamiento de la máquina².

En cuanto a las fases de las armónicas, se estima que para bajas frecuencias siguen una distribución normal de baja desviación estándar, mientras que para altas frecuencias siguen una distribución uniforme $U [0; 2\pi)$.

3.2.1 Implementación del modelo C para el trabajo

Siguiendo las ideas de *Tentzerakis y Papathanassiou*, se implementó, utilizando una rutina de Matlab, el modelo C para el presente trabajo, teniendo en cuenta que las mediciones de un informe de ensayo normalizado IEC 61400-21 para aerogeneradores son promedios diezminutales para 11 bins de potencia. La

² : La dependencia es mayor a bajas frecuencias disminuyendo casi por completo a altas frecuencias, donde las armónicas están relacionadas solamente con la frecuencia de conmutación de los convertidores de electrónica de potencia.

rutina de Matlab realiza una simulación Montecarlo de $N=3166$, correspondientes a la cantidad de mediciones diezminutales en el período de registro realizado en el Parque Florida I. Para cada uno de estos casos se genera en forma aleatoria (para cada orden de armónica) N_{wt} valores (igual a la cantidad de aerogeneradores del parque) de amplitud y de fase siguiendo las respectivas distribuciones de probabilidad propuestas en [9]. Luego, para cada caso y para cada armónica, se procede a realizar la suma de los N_{wt} fasores de corriente correspondientes. Es decir, finalizada la simulación, se tienen N valores para cada una de las armónicas $h = 2,3,\dots,50$ que constituyen la distribución esperada en el PCC teniendo en cuenta la diversidad en el tiempo específica para aerogeneradores, y asumiendo al igual que en [5], que toda la corriente armónica que inyecta la maquina llega al PCC³. Finalmente, la rutina calcula el percentil 95 de cada una de las distribuciones de armónicas en el PCC y estos 49 valores son el resultado del Modelo C a ser contrastados con los P95 correspondientes a las mediciones de campo y los resultados de los otros modelos estudiados.

4 RESULTADOS DE LAS MEDICIONES DE CAMPO

Se realizaron mediciones de flicker y armónicas con un equipo clase A según IEC 61000-4-30. Las mediciones se realizaron en la salida de Media Tensión (MT) del transformador elevador 150/31.5 kV/kV (ver Fig.1) por contar a nivel de 31.5kV con transformadores de tensión inductivos, los cuales según la literatura ([10]) son más adecuados para medición de armónicas en tensión que los capacitivos instalados a nivel de 150kV. La campaña de medición se extendió desde el 8 al 30 de setiembre de 2015, registrándose en total 3166 valores diezminutales para Pst y para armónicas de tensión y de corriente.

4.1 Mediciones de flicker

En la Tabla 2 se presentan los valores de Pst medidos (percentil 95 de distribución de valores registrados) discriminando cuando el parque estuvo en funcionamiento y cuando no lo estuvo⁴.

	Pst fase R	Pst fase S	Pst fase T
Parque ON	0.52	0.52	0.53
Parque OFF	0.49	0.49	0.52

Tabla 2 – Resultados de la medición de flicker

Como se puede apreciar, la diferencia de valores entre la situación Parque funcionando y Parque sin funcionar es pequeña. Cabe agregar que a través de información de registros históricos de otros meses del año, obtenidos de un medidor apostado en el PCC, se pudo verificar que los valores medidos son representativos de la emisión del Parque. Además, se pudo estimar la variabilidad de los niveles de flicker con el parque funcionando y sin funcionar (flicker base). A partir de ello y de asumir un valor conservador de 5% para la exactitud del medidor de flicker, se estimó una incertidumbre para las medidas de 10% ($k=2$).

Como resultado de la aplicación de las Ecs. 1, 2 y 3, se obtuvo el máximo de emisión previsto según IEC 61400-21 para la emisión de flicker del Parque, que resultó ser: $Pst=0.02$ (correspondiente a operación continua). Se observa que la contribución al flicker del Parque resulta despreciable y que considerando los valores medidos y sus incertidumbres, se puede afirmar que no hay evidencia de que la predicción IEC 61400-21 haya resultado incorrecta.

4.2 Mediciones de armónicas

En la Fig. 2 se presenta en forma gráfica el resultado de la comparación entre las mediciones de campo (percentil 95 de valores medidos) y las diferentes estimaciones utilizadas. Si bien en la figura se muestra la comparación hasta la armónica $h=30$, para una mejor visualización, en el estudio se consideró hasta la armónica $h=50$.

³ : Es decir, no se tiene en cuenta la topología de la red interna del Parque.

⁴ : Esto fue posible pues el analizador de calidad de energía también registró potencia total generada y consumida.

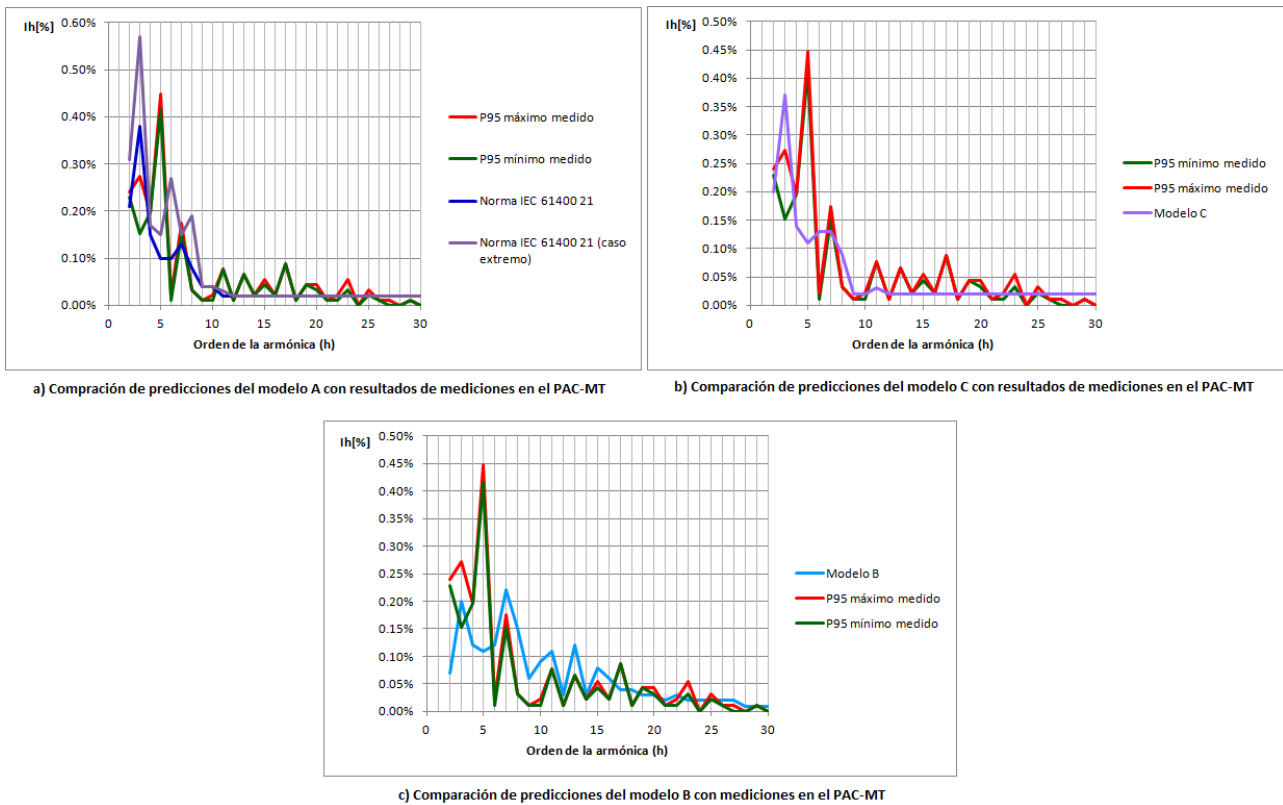


Fig. 2 – Comparación entre los resultados de los modelos y las mediciones de campo⁵

Como se puede observar, la estimación del modelo A resultó ser una cota superior adecuada para las armónicas de alta frecuencia ($h > 25$), pero subestimó las armónicas de frecuencias de valores intermedios ($5 < h < 25$). Por su parte, el modelo C se comportó prácticamente de la misma forma que la estimación del modelo A. De esto último se puede inferir que la metodología propuesta en IEC 61400-21 contempló de manera adecuada la agregación en el tiempo de armónicas en aerogeneradores. Por otro lado, el modelo B obtuvo prácticamente los mismos resultados que los modelos A y C para las armónicas de altas frecuencias pero, a diferencia de estos, se comportó de mejor manera en las frecuencias intermedias. Sin embargo, no predijo de manera adecuada el valor de la 5^{ta} armónica. Esta última observación motivó el análisis de las armónicas de tensión registradas en la campaña de medición, donde se pudo verificar un valor promedio de distorsión de 0.45% para la 5^{ta} armónica en tensión, cuando el parque estuvo fuera de servicio. Incluida la distorsión para la 5^{ta} armónica en tensión medida con el parque fuera de servicio en el modelo B, se obtuvo un “modelo B corregido” cuya predicción se muestra a continuación, en la Fig. 3.

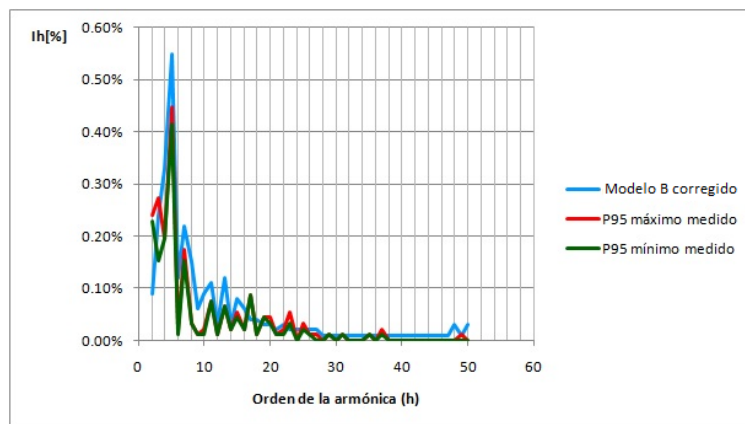


Figura 3 – Comparación entre predicciones de “modelo B corregido” y mediciones de campo

⁵ : La estimación “norma IEC 61400-21(caso extremo)” corresponde al caso en el que se consideran los valores máximos de las emisiones individuales de los aerogeneradores registrados en el ensayo de tipo IEC 61400-21.

Como se puede apreciar, el modelo “B corregido” ajustó bien para la 5^a armónica, siendo sus resultados los que mejor se ajustaron con los valores de armónicas de corriente medidos.

Finalmente, cabe destacar que las emisiones armónicas estuvieron por debajo de los límites establecidos en IEEE 519:2014, que es la normativa de referencia en Uruguay.

5 CONCLUSIONES

- Se realizó una comparación entre la predicción teórica de emisión de flicker según IEC 61400-21 para un parque eólico en el PCC y mediciones de campo. Los resultados de las mediciones indicaron que la emisión del Parque fue despreciable en comparación a la variabilidad del flicker de fondo. Además, no se encontraron evidencias que permitan afirmar que la estimación según IEC 61400-21 haya sido incorrecta.
- Se efectuó una comparación entre la predicción de emisiones de armónicas de corriente del Parque de tres modelos (A, B y C) y mediciones de campo. Los resultados indican que el Modelo A (estimación según IEC 61400-21) no resulta adecuado al menos en un caso, para la estimación de emisiones de armónicas de corriente en el PCC para un rango de frecuencias intermedias (orden de armónica h entre 5 y 25). Esto es consistente con el hecho de que esta metodología no tiene en cuenta la topología interna de la red del Parque la cual incide justamente en ese rango de frecuencias. Sin embargo, se verificó que el modelo A contempla adecuadamente la diversidad en el tiempo de las emisiones armónicas de los aerogeneradores.
- Finalmente, se obtuvo que la estimación teórica con mejor desempeño fue la que combinó un modelo detallado de la red interna del parque y la agregación de perturbaciones, contemplando la diversidad en el tiempo de acuerdo a la ley de suma propuesta en [8].

6 AGRADECIMIENTOS

Este estudio se enmarca dentro marco del Proyecto “*Evaluación del impacto en la Calidad de Servicio de generación eólica de gran escala*”, el cual fue financiado con fondos de la ANII (Agencia Nacional de Investigación e Innovación) de Uruguay.

Asimismo, los autores agradecen a AKUO – Energy por permitir realizar las mediciones en el Parque Florida I y por autorizar la divulgación de los resultados de las mismas.

7 REFERENCIAS

- [1] Decreto N°77/2006. *Promoción de Energía Renovable de pequeña escala*. Registro Nacional de Leyes y Decretos. Poder Legislativo, Montevideo, Uruguay, marzo de 2006. 1p.
- [2] Dirección Nacional de Energía de Uruguay. *Balance Energético 2015*.
- [3] Uruguay XII. *Informe de Energías renovables en Uruguay – marzo de 2016*.
- [4] A. Cardozo. *Evaluación del impacto en la calidad de Energía de la incorporación de Generación Eólica a gran escala*. Tesis (Magíster en Ingeniería Eléctrica). Montevideo, Uruguay, Universidad de la República. Facultad de Ingeniería. IIE, 2015.138p.
- [5] International Electrotechnical Commission. IEC 61400-21 ed 2.0. *Wind Turbines. Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines*, 2008.
- [6] F. Medeiros et al. *Considerations on the aggregation of harmonics produced by large wind farms*. Harmonics and Quality of Power (ICHQP). 2012 IEEE 15th International Conference on , vol., no., pp. 364-369. 17-20, 2012.
- [7] International Electrotechnical Commission. IEC/TR 61000-3-7 ed 2.0. *Electromagnetic compatibility (EMC). Part 3-7: Limits - Assessment of emission limits for the connection of actuating installations to MV, HV and EHV power systems*, 2008.
- [8] International Electrotechnical Commission. IEC TR 61000-3-6. *Electromagnetic compatibility (EMC). Part 3-6: Limits- Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems*, 2008.
- [9] S. Tentzerakis and S. Papathanassiou. *An investigation of the harmonic emissions of wind turbines. in Energy Conversion*, IEEE Transactions on , vol.22, no.1, pp.150-158, March 2007.
- [10] Arrillaga-J. Watson, N. R. *Power System Harmonics*. 2nd edition. New York: John Wiley 405p.