

## **Estudio de Armónicos en la Red de Transmisión del Sistema ANDE**

**Gustavo Ariel Ayala Romero**

**garielayala@gmail.com**

**Derlis Ramón Báez Ocampo**

**derlisocampo@gmail.com**

**Facultad de Ingeniería - Universidad Nacional de Asunción**

**Paraguay**

### **RESUMEN**

Los sistemas eléctricos de potencia en corriente alterna son normalmente diseñados para operar con tensiones y corrientes sinusoidales en condiciones de régimen permanente. Sin embargo, la adopción de sistemas flexibles para la compensación de potencia reactiva y sistemas de conversión basados en dispositivos de conmutación, así como cargas inherentemente no lineales constituyen una causa de distorsión de estas ondas.

El presente trabajo comprende el modelado del sistema eléctrico nacional utilizando el programa computacional ATP (*Alternative Transients Program*) a los fines de realizar estimaciones de los niveles de distorsión armónica de tensión y corriente en los principales puntos del sistema eléctrico nacional, para las configuraciones previstas para el año 2014 según el Plan Maestro de Generación y Transmisión de la ANDE. Se incluye un estudio de respuesta en frecuencia para la detección de posibles condiciones de resonancia.

Se presta especial atención al impacto en el desempeño armónico del sistema de la red en 500 kV recientemente puesta en operación, comprendida por la línea de transmisión 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes y los autotransformadores 500/220 kV de Villa Hayes.

De igual forma, se analiza el impacto de los compensadores estáticos de reactivos (SVC) instalados en la red de ANDE y el sistema de transmisión en corriente continua (HVDC) Itaipú – Furnas, así como el potencial impacto que tendrían las distorsiones armónicas provenientes de las cargas.

### **PALABRAS CLAVES**

Armónicos – Distorsión – Resonancia.

## 1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia en corriente alterna son normalmente diseñados para operar con tensiones y corrientes sinusoidales en condiciones de régimen permanente. Sin embargo, la creciente utilización de equipos tales como compensadores estáticos de reactivos, convertidores de corriente alterna/corriente continua, y otros múltiples dispositivos de conmutación basados en electrónica de potencia, así como cargas inherentemente no lineales constituyen una causa de aparición de distorsión en los sistemas eléctricos..

Conforme a la teoría de circuitos, la circulación de corrientes no sinusoidales pueden ser considerada como la superposición de corrientes de frecuencias múltiplos de la fundamental, denominadas armónicas. Las corrientes de diferente frecuencia provocan caídas de tensión de frecuencia distinta de la fundamental, lo cual origina, en definitiva, que la onda de tensión en zonas del sistema pueda distorsionarse, afectando a los consumidores y a la misma carga no lineal.

Las ondas resultantes pueden ser analizadas mediante análisis armónico, herramienta que permite cuantificar el contenido de armónicos, así como los mecanismos de generación y propagación de éstos dentro del sistema eléctrico.

El análisis de armónicos en el sistema resulta importante en virtud a los efectos negativos de los mismos. Entre éstos se pueden resaltar:

- aumento de pérdidas por efecto Joule, en equipos e instalaciones, lo cual por lo general produce una reducción de la vida útil de los mismos.
- aparición de resonancias que pueden producir sobretensiones y/o sobrecorrientes en equipos, afectando su vida útil.
- interferencias y mal funcionamiento en dispositivos y equipos de control, comunicación y protección.

## 2. CONCEPTOS GENERALES

### 2.1. Armónicos y Series de Fourier

El análisis de ondas no sinusoidales periódicas fue postulada por J.B.J. Fourier y establece que *cualquier función periódica continua en un intervalo puede ser representada como la suma de una componente continua, una componente sinusoidal fundamental y una serie de componentes sinusoidales de orden superior a frecuencias múltiplos de la frecuencia fundamental, denominadas armónicas.*

El análisis armónico es el proceso de calcular las magnitudes y fases de la onda fundamental y de los armónicos de orden superior de una onda periódica. La serie resultante, conocida como serie de Fourier, establece una relación entre la función en el dominio del tiempo y la función en el dominio de la frecuencia.

Si en el sistema eléctrico en estudio las corrientes armónicas inyectadas son fuentes desacopladas, es posible aplicar métodos directos de solución. En estos casos, las corrientes armónicas son dependientes principalmente de los resultados obtenidos en un flujo de potencia a la frecuencia fundamental. Los métodos directos de solución más comunes son el *Barrido en frecuencia (Frequency Scan)* y *Método de Inyección de Corrientes*.

## 2.2. Método de Inyección de Corrientes

Es el más popular y utilizado en análisis de armónicos. En él se consideran a las cargas no lineales representadas por fuentes equivalentes de corrientes, con módulo y fase conocidos, determinados por sus espectros armónicos. A continuación se detalla el procedimiento utilizado en este método:

- i. se resuelve un flujo de potencia convencional considerando los dispositivos de electrónica de potencia como cargas convencionales.
- ii. se calcula la corriente inyectada por la carga al sistema  $I_1 \angle \theta_1$
- iii. la magnitud de cada corriente armónica es calculada a partir de un espectro típico, como el indicado en la Tabla I:

$$I_h = \left( \frac{I_{h,espectro}}{I_{1,espectro}} \right) I_1$$

- iv. el ángulo de fase de cada armónico puede ser calculado según:

$$\theta_h = \theta_{h,espectro} + h(\theta_1 - \theta_{1,espectro})$$

donde el subíndice *espectro* representa al espectro característico de corrientes armónicas de la carga. Este parámetro puede ser medido u obtenido analíticamente.

Tabla I: Espectros típicos de corrientes armónicas

<i>h</i>	HVDC (6 pulsos)		TCR (conexión Δ)	
	Mag. (pu)	Fase (°)	Mag. (pu)	Fase (°)
1	1.0000	-49.56	1.0000	46.92
5	0.1941	-67.77	0.0702	-124.40
7	0.1309	11.90	0.0250	-29.87
11	0.0758	-7.13	0.0136	-23.75
13	0.0586	68.57	0.0075	71.50
17	0.0379	46.53	0.0062	77.12
19	0.0329	116.46	0.0032	173.43
23	0.0226	87.47	0.0043	178.02
25	0.0241	159.32	0.0013	-83.45
29	0.0193	126.79	0.0040	-80.45

## 3. SIMULACIONES Y RESULTADOS

El presente trabajo analiza la configuración topológica del Subsistema 1 (SS1) prevista para el año 2014 según el Plan Maestro de Generación y Transmisión 2014-2023 de la ANDE, considerando que en él se encuentran los equipos perturbadores de mayor potencia, constituidos por el sistema HVDC de Furnas y los compensadores estáticos de reactivos de Limpio, San Lorenzo y Horqueta.

Se modela la red en 500 kV, 220 kV, 66 kV y 23 kV en el programa computacional ATP (*Alternative Transient Program*).

En los casos analizados se considera la operación de los ocho convertidores y de todos los filtros del sistema HVDC, a través del cual el flujo de potencia permanece constante e igual a 3925.2 MW y 1656.0 MVar. Para la condición de carga del sistema estudiada, el punto operativo de los compensadores estáticos de reactivos se determina en base a las necesidades de reactivos del sistema, lo cual determina el nivel de distorsión armónica de la corriente del SVC.

Para los niveles de carga leve, media y pesada del SS1, la Central Hidroeléctrica Itaipú se encontraría despachando 1028.2 MW, 2064.6 MW y 2369.1 MW, respectivamente, al sistema eléctrico nacional. La Central Hidroeléctrica Acaray es considerada con un despacho constante de 214 MW al sistema ANDE.

A continuación se detallan los estudios efectuados, mostrándose una evaluación general de los niveles de distorsión armónica de tensión del sistema bajo los niveles de carga mencionados, para la configuración prevista.

De igual forma, se analiza posteriormente el impacto de la desconexión de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes y la contribución individual de los equipos perturbadores a los niveles de distorsión de tensión.

Por último, se realiza un análisis de respuesta en frecuencia para detectar condiciones de resonancia.

### 3.1. Niveles de distorsión para configuración normal

Con la configuración mencionada, se evalúan los niveles de distorsión armónica de tensión que tendrían las barras del sistema para los niveles de carga leve, media y pesada, verificándose el grado de cumplimiento de las recomendaciones de la norma IEEE Std 519 – 1992, *Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*, indicados en las tablas siguientes.

Tabla II: Límites de distorsión armónica de tensión

Rango	IHD (%) (h-par)	IHD (%) (h-impar)	THD <sub>v</sub> (%)
120 V – 69 kV	3.0	3.0	5.0
69 kV – 161 kV	1.5	1.5	2.5
>161 kV	1.0	1.0	1.5

Tabla III: Límites de distorsión de corriente admisibles en el PAC

Máxima distorsión de corriente, en porcentaje de $I_L$ (120 V – 69 kV)						
Orden de armónicos individuales (armónicos impares)						
$I_{sc}/I_L$	<11	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	TDD
<20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20<50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50<100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100<1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0
>161 kV						
$I_{sc}/I_L$	<11	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	TDD
<50	2.0	1.0	0.75	0.30	0.15	2.50
$\geq 50$	3.0	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

Los resultados muestran que, bajo carga leve, la mayor cantidad de barras con distorsiones de tensión por encima de las recomendadas de la red de transmisión en 220 kV se encuentran en el sistema metropolitano, observándose la mayor distorsión en la barra en 500 kV de la Subestación Villa Hayes. En la red en 66 kV, las barras con mayor distorsión se encuentran en las Subestaciones de Santa Rosa y San Pedro Norte, pertenecientes al sistema central.

Tabla IV: Índices de distorsión armónica de las corrientes inyectadas por

**XI SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO – CIGRÉ Paraguay**  
24, 25 y 26 de Setiembre de 2014

los equipos perturbadores en el PAC (Carga leve)

PAC	$I_{SC}(A)$	$I_L(A)$	$I_{SC}/I_L$	Distorsión individual de corriente (en porcentaje de $I_L$ )			TDD (%)
Limpio 220	7634.63	656.08	11.64	0.768 (13)	0.184 (23)	0.153 (5)	0.817
San Lorenzo 66	14286.39	1312.16	10.89	0.701 (11)	0.599 (13)	0.269 (23)	0.961
Horqueta 220	1702.71	393.65	4.33	0.389 (13)	0.166 (23)	0.119 (11)	0.444
Foz de Iguazú 500	19376.14	7521.74	2.58	<b>0.323 (23)</b>	0.290 (13)	0.041 (11)	0.436

Tabla V: THD<sub>v</sub> y IHD<sub>v</sub> en las barras del sistema bajo configuración normal

Sistema	Barra	Carga Leve		Carga Media		Carga Pesada	
		THD <sub>v</sub> (%)	IHD <sub>v</sub> (%)	THD <sub>v</sub> (%)	IHD <sub>v</sub> (%)	THD <sub>v</sub> (%)	IHD <sub>v</sub> (%)
Metropolitano	VHA 500	<b>3.115</b>	<b>2.398 (23)</b>	0.974	0.716 (23)	0.922	0.651 (23)
	GUA 220	<b>2.227</b>	<b>1.681 (23)</b>	0.222	0.157 (11)	0.197	0.144 (13)
	LAM 220	<b>2.070</b>	<b>1.532 (13)</b>	0.275	0.179 (25)	0.263	0.177 (25)
	LIM 220	<b>1.648</b>	<b>1.404 (13)</b>	0.692	0.609 (23)	0.692	0.618 (23)
	LUQ 220	<b>1.582</b>	<b>1.235 (13)</b>	0.498	0.467 (23)	0.500	0.473 (23)
	PBO 220	<b>1.524</b>	<b>1.483 (13)</b>	0.491	0.294 (23)	0.480	0.287 (23)
	PIR 220	<b>2.075</b>	<b>1.547 (23)</b>	0.145	0.100 (23)	0.141	0.094 (23)
	PMA 220	<b>2.310</b>	<b>1.778 (23)</b>	0.223	0.157 (11)	0.199	0.145 (13)
	PSA 220	<b>2.039</b>	<b>1.622 (13)</b>	0.384	0.252 (23)	0.374	0.245 (23)
	SAN 220	<b>2.121</b>	<b>1.503 (23)</b>	0.196	0.119 (25)	0.181	0.118 (25)
	SLO 220	<b>1.587</b>	<b>1.132 (13)</b>	0.331	0.312 (23)	0.329	0.316 (23)
	VHA 220	<b>1.651</b>	<b>1.609 (13)</b>	0.507	0.313 (13)	0.496	0.302 (13)
	VIC 220	<b>1.754</b>	<b>1.263 (23)</b>	0.242	0.216 (23)	0.235	0.218 (23)
	Este	CUR 220	1.212	<b>1.089 (23)</b>	<b>1.737</b>	<b>1.434 (23)</b>	<b>1.601</b>
K30 220		<b>1.678</b>	<b>1.331 (23)</b>	0.388	0.334 (11)	0.340	0.289 (11)
Central	GAQ 220	<b>2.120</b>	<b>1.905 (23)</b>	<b>2.491</b>	<b>2.378 (23)</b>	<b>2.416</b>	<b>2.315 (23)</b>
	SES 220	1.178	0.807 (23)	1.243	<b>1.007 (23)</b>	1.210	0.991 (23)
	SJN 220	<b>1.587</b>	<b>1.271 (23)</b>	0.832	0.628 (11)	0.681	0.493 (13)
	SRO 220	<b>2.122</b>	<b>1.629 (13)</b>	<b>1.900</b>	<b>1.757 (23)</b>	<b>1.859</b>	<b>1.732 (23)</b>
	SPN 66	<b>5.375</b>	<b>5.327 (23)</b>	<b>6.308</b>	<b>6.290 (23)</b>	<b>5.612</b>	<b>5.597 (23)</b>
	SRO 66	<b>5.580</b>	<b>5.404 (23)</b>	<b>6.512</b>	<b>6.481 (23)</b>	<b>5.868</b>	<b>5.837 (23)</b>
Norte	BDO 220	1.266	<b>1.049 (13)</b>	1.033	0.845 (23)	0.951	0.789 (23)
	CBV 220	0.918	0.729 (13)	1.029	0.901 (11)	0.937	0.792 (11)
	CCO 220	<b>1.692</b>	<b>1.594 (23)</b>	<b>2.395</b>	<b>2.138 (23)</b>	<b>2.272</b>	<b>2.065 (23)</b>
	LPA 220	<b>2.035</b>	<b>1.736 (13)</b>	<b>1.382</b>	<b>1.037 (23)</b>	1.268	0.983 (23)

Para niveles de carga media y pesada, la distorsión en la barra en 500 kV de la Subestación Villa Hayes por encima de los niveles recomendados desaparece, observándose también una notable reducción de los niveles de distorsión en la red de 220 kV. Las mismas barras que el caso de carga leve en 66 kV siguen distorsionadas.

Dicho comportamiento es explicado por el efecto amortiguador que producen las cargas del sistema, las cuales, al ser modeladas como impedancias constantes, presentan valores menores en los niveles de carga media y pesada. Así mismo, a medida que la carga del sistema aumenta, los compensadores estáticos pasan a

operar en sus rangos mayoritariamente capacitivos, lo cual implica una paulatina reducción de la corriente en los reactores controlados por tiristores (TCR), y con ello, los niveles de corrientes armónicas por éstos inyectados.

En cuanto a las barras de 23 kV del sistema, no se observan violaciones en los límites de distorsión de las mismas. No obstante, se resalta que en esta etapa del estudio, todas las cargas del sistema han sido modeladas como lineales.

De igual forma, se ha realizado una verificación de los niveles de sobrecorrientes por efecto de las distorsiones armónicas en los capacitores de los filtros de los compensadores estáticos de reactivos del sistema y principales bancos de capacitores del sistema, no observándose violaciones algunas con relación a los valores recomendados por la norma.

Finalmente, se puede resaltar que en los casos analizados se observa que los armónicos de tensión de orden 13 y 23 son los principales componentes causantes de la distorsión, siendo este último el armónico con mayor contribución.

### **3.2. Impacto de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes**

Este estudio surge de la necesidad de analizar la influencia de dicha línea sobre el comportamiento armónico del sistema ANDE, considerando el vínculo existente entre la subestación Margen Derecha y Foz de Iguazú, en la cual se encuentra instalado el sistema de rectificación del enlace HVDC.

Se consideran únicamente los casos de carga leve y media, ya que bajo condición de carga pesada la desconexión de dicha línea de transmisión no sería soportada por el sistema por los niveles de carga del sistema.

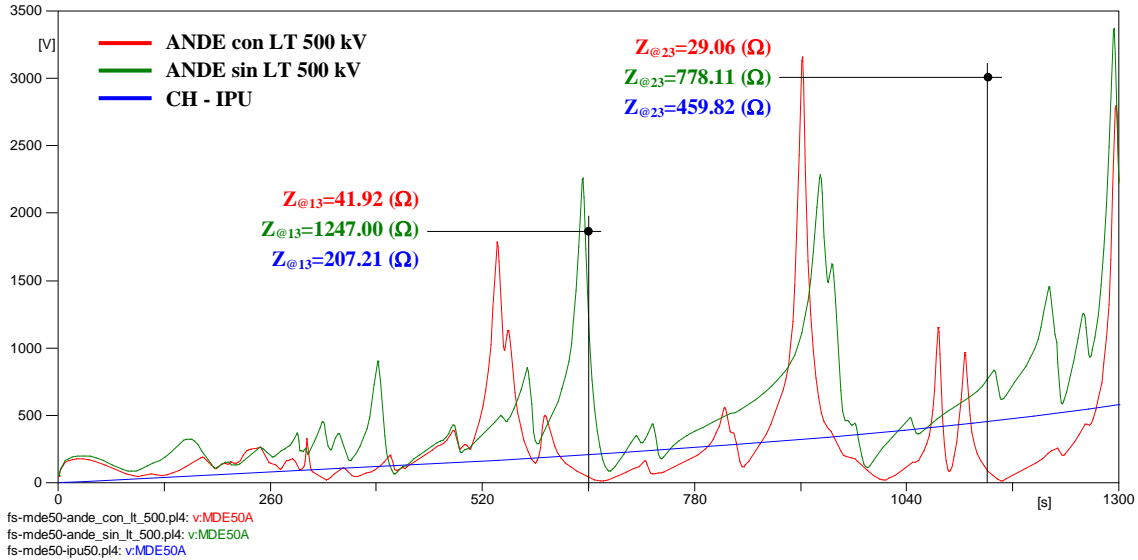
Los resultados indican que con la operación del sistema sin la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes, bajo condiciones de carga leve y media, los niveles de distorsión armónica de todas las barras se encuentran por debajo de los límites establecidos en [2].

*Tabla VI: THD<sub>v</sub> y IHD<sub>v</sub> en las barras del sistema ante la desconexión de la LT 500 kV MDE-VHA*

Sistema	Barra	Carga Leve		Carga Media	
		THD <sub>v</sub> (%)	IHD <sub>v</sub> (%)	THD <sub>v</sub> (%)	IHD <sub>v</sub> (%)
Metropolitano	VHA 500	0.364	0.323 (13)	0.179	0.174 (25)
	GUA220	0.423	0.376 (13)	0.104	0.095 (11)
	LAM 220	0.386	0.358 (13)	0.151	0.139 (25)
	LIM 220	0.354	0.305 (13)	0.130	0.115 (25)
	LUQ 220	0.304	0.288 (13)	0.131	0.116 (11)
	PBO 220	0.340	0.297 (13)	0.182	0.177 (25)
	PIR 220	0.482	0.391 (13)	0.158	0.134 (11)
	PMA 220	0.430	0.379 (13)	0.105	0.096 (11)
	PSA 220	0.395	0.365 (13)	0.194	0.188 (25)
	SAN 220	0.390	0.360 (13)	0.116	0.092 (25)
	SLO 220	0.299	0.286 (13)	0.198	0.197 (11)
	VHA 220	0.364	0.323 (13)	0.179	0.174 (25)
	VIC 220	0.325	0.307 (13)	0.116	0.114 (11)
	Este	CUR 220	0.539	0.429 (11)	0.320
K30 220		0.382	0.341 (13)	0.166	0.112 (13)
Central	GAQ 220	0.623	0.496 (23)	0.306	0.254 (11)
	SES 220	0.402	0.301 (11)	0.270	0.259 (11)
	SJN 220	0.731	0.641 (13)	0.608	0.516 (13)
	SRO 220	0.630	0.432 (13)	0.256	0.211 (11)
	SPN 66	1.551	1.482 (23)	0.472	0.403 (25)
	SRO 66	1.596	1.504 (23)	0.429	0.342 (25)
Norte	BDO 220	0.497	0.362 (13)	0.264	0.186 (11)
	CBV 220	0.522	0.381 (11)	0.346	0.281 (11)
	CCO 220	0.668	0.488 (11)	0.367	0.348 (11)
	LPA 220	0.819	0.548 (13)	0.414	0.337 (11)

Mediante un análisis de respuesta en frecuencia se puede observar que la introducción de dicha línea reduce drásticamente la impedancia del sistema ANDE vista desde la barra en 500 kV de la Subestación Margen Derecha, facilitando la inyección de corrientes armónicas desde el sistema HVDC de Furnas hacia el mismo, especialmente las de orden 13 y 23.

Ante la desconexión de la LT 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes, las corrientes armónicas ingresan en mayor proporción al sistema de generación de la Central Hidroeléctrica Itaipú.



**Figura 1. Respuesta en frecuencia de la barra MDE50 (Carga leve)**

### 3.3. Análisis de contribuciones de cada equipo perturbador a los niveles de distorsión armónica de tensión

En esta sección el objetivo es determinar el grado de participación de cada equipo en el desempeño armónico del sistema. La metodología utilizada consiste en el cómputo de los niveles de distorsión armónica de las ondas de tensión producido por un equipo o grupo de equipos perturbadores modelados como fuentes de corrientes armónicas, considerando a los demás como cargas lineales.

En la siguiente tabla puede apreciarse que para nivel de carga leve, el sistema HVDC es la fuente con mayor contribución a los niveles de distorsión armónica de tensión en las barras del sistema ANDE. Los compensadores estáticos de reactivos contribuyen en algunos casos y cancelan en otros a los efectos predominantes del HVDC. Para los niveles de carga media y pesada los resultados son similares en relación a carga leve.

Tabla VII: THD<sub>v</sub> en las barras del sistema considerando los efectos individuales de los equipos perturbadores (Carga leve)

Sistema	Barra	Config. normal	SVC LIM	SVC SLO	SVC HOR	SVCs	HVDC
Metropolitano	VHA 500	3.115	0.038	0.039	0.016	0.034	3.364
	GUA 220	2.227	0.034	0.036	0.018	0.045	2.600
	LAM 220	2.070	0.034	0.039	0.017	0.042	2.270
	LIM 220	1.648	0.041	0.045	0.016	0.040	1.936
	LUQ 220	1.582	0.033	0.040	0.014	0.041	1.846
	PBO 220	1.524	0.033	0.038	0.013	0.032	1.488
	PIR 220	2.075	0.032	0.031	0.018	0.043	2.431
	PMA 220	2.310	0.034	0.037	0.018	0.045	2.713
	PSA 220	2.039	0.036	0.041	0.017	0.041	2.157
	SAN 220	2.121	0.034	0.037	0.017	0.042	2.384
	SLO 220	1.587	0.029	0.042	0.013	0.047	1.886
	VHA 220	1.651	0.036	0.041	0.014	0.034	1.610
	VIC 220	1.754	0.030	0.039	0.014	0.045	2.076

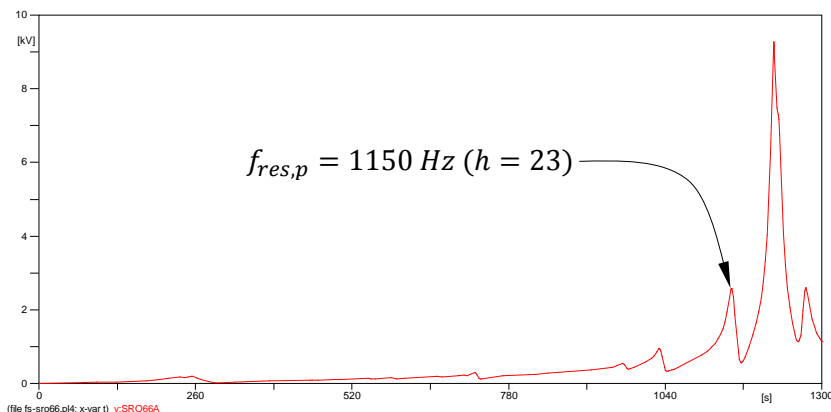


Tabla VII: (Continuación)

Sistema	Barra	Config. normal	SVC LIM	SVC SLO	SVC HOR	SVCs	HVDC
Este	CUR 220	1.212	0.043	0.065	0.034	0.051	2.046
	K30 220	1.678	0.028	0.040	0.012	0.040	2.079
Central	GAQ 220	2.120	0.032	0.041	0.047	0.062	1.554
	SES 220	1.178	0.028	0.039	0.027	0.046	1.272
	SJN 220	1.587	0.033	0.041	0.012	0.067	1.615
	SRO 220	2.122	0.025	0.035	0.038	0.044	1.305
	SPN 66	5.375	0.040	0.014	0.149	0.155	2.585
	SRO 66	5.580	0.034	0.029	0.131	0.132	2.525
Norte	BDO 220	1.266	0.040	0.051	0.034	0.036	1.950
	CBV 220	0.918	0.022	0.042	0.029	0.044	0.644
	CCO 220	1.692	0.042	0.064	0.042	0.058	1.934
	LPA 220	2.035	0.083	0.104	0.052	0.059	4.200

### 3.4. Análisis de resonancias

Considerando los elevados niveles de distorsión armónica observados en los estudios bajo configuración normal y diferentes niveles de carga en las barras en 220 kV de las Subestaciones de General Aquino y Santa Rosa, así como en las barras en 66 kV de las Subestaciones Santa Rosa y San Pedro Norte, se realiza un análisis de respuesta en frecuencia de dichas barras de manera a analizar las eventuales causas del fenómeno.



**Figura 2: Respuesta en frecuencia de la barra Santa Rosa en 66 kV (Carga leve)**

Los resultados indican que, bajo carga leve, se excita un modo resonante paralelo por el armónico 23 en la barra en 66 kV de la Subestación de Santa Rosa.

A los fines de identificar los posibles orígenes de la resonancia, se analizan las impedancias observadas desde la barra SRO 66 y se concluye que el banco de capacitores de SPN 23 es el componente con mayor factor de participación sobre tal condición.

Tabla VIII: Impedancias al armónico 23 vistas desde SRO66 (Carga leve)

Configuración	$\hat{Z}(\Omega)$	$\hat{B}(S)$
Sistema	$407.70 \angle 83.85^\circ$	$-2.44E - 3$
Carga	$458.50 \angle -89.30^\circ$	$2.18E - 3$
Carga (sin BCO-SPN23)	$92.78 \angle -85.99^\circ$	$107.52E - 3$

Sistema (sin BCO-SRO23)	412.96∠81.16°	-2.39E - 3
Sistema (sin BCO-SES23)	409.98∠83.17°	-2.42E - 3
Sistema (sin BCO-GAQ23)	413.54∠77.26°	-2.36E - 3

Teniendo en cuenta que la desconexión de dicho banco es técnicamente inviable ya que proporciona soporte de reactivos para regulación tensión bajo carga pesada, la medida de mitigación propuesta para reducir los niveles de distorsión asociados al fenómeno es el cambio del actual transformador de la Subestación San Pedro Norte, de 20 MVA de potencia nominal por otro de 30 MVA.

Por otra parte, bajo carga media, el mismo componente armónico excita una condición de resonancia en la barra en 66 kV de la Subestación de San Pedro Norte. En carga pesada se verifica una condición de resonancia paralelo al armónico 11 en la barra en 220 kV de la Subestación Santa Rosa.

#### 4. CONCLUSIONES

En el presente trabajo se realizó un análisis de los niveles de distorsión armónica de tensión y corriente en la red de transmisión del sistema ANDE, bajo niveles de carga leve, media y pesada. Se analizó el efecto de la desconexión de la línea de transmisión en 500 kV Margen Derecha – Villa Hayes y las contribuciones de los equipos perturbadores del sistema a los niveles de distorsión.

Los resultados obtenidos demostraron que los mayores niveles de distorsión se dan en carga leve bajo configuración normal, superándose los niveles máximos de tensión admisible principalmente en el sistema metropolitano. Esto se debe al bajo amortiguamiento de las cargas a las corrientes armónicas.

Ante la desconexión de la línea de 500 kV los niveles de distorsión se redujeron notablemente y no se observaron violaciones de los límites establecidos en ninguno de los casos analizados. Mediante un análisis de respuesta en frecuencia se concluyó que la impedancia del sistema ANDE vista desde el convertidor HVDC de Foz de Iguazú se reduce drásticamente ante la operación de la línea de 500 kV, constituyéndose en el principal medio de inyección de corrientes armónicas al sistema, principalmente las de orden 23.

Analizando las contribuciones individuales de los principales equipos perturbadores instalados a nivel de la red de transmisión, para los diferentes niveles de cargas, se observó que el HVDC es el equipo con mayor contribución a los niveles de distorsión. Los compensadores estáticos contribuyeron en algunos casos y cancelaron en otros a los efectos predominantes del HVDC.

Adicionalmente, los resultados obtenidos mostraron posibles condiciones de resonancia paralelo, excitados por el armónico 23 en las barras en 66 kV de las Subestaciones de Santa Rosa y San Pedro Norte bajo carga leve y media, respectivamente. La solución técnicamente viable propuesta para reducir los niveles de distorsión asociados a esta condición fue el aumento de la capacidad del transformador 66/23 kV de la Subestación de San Pedro Norte.

## 5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] ANDE, *Plan Maestro de Generación y Transmisión, Período: 2014 – 2023*, 2014
- [2] IEEE Std 519 – 1992, *IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*. IEEE Industry Applications Society/Power Engineering Society, 1993.
- [3] IEEE Task Force on Harmonics Modeling and Simulation, “*Modeling and Simulation of the Propagation of Harmonics in Electric Power Networks, Parts 1 & 2*”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 1, Jan. 1996, pp. 452-474.
- [4] Arrillaga J., Watson N.R., *Power System Harmonics*. John Wiley & Sons, 2003.
- [5] Kundur P., *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, 1994.
- [6] Leuven EMTP Center, *Alternative Transients Program – Rule Book*. Heverlee, Belgium, 1987.
- [7] SIEMENS, *Final Design Study – SVC Limpio*, 2002.
- [8] General Electric Company, *Compensador Estático de Reactivos – San Lorenzo*, 1983.
- [9] SIEMENS, *Static Var Compensator – Horqueta*, 2010.