

Assessment of power quality of high voltage systems: case study

Evaluación de calidad de la energía en sistemas de alta tensión: estudio de caso

Luis CISNEROS-VILLALOBOS^{1*}, José Gerardo VERA-DIMAS¹, Jesús del Carmen PERALTA-ABARCA¹, Roy LÓPEZ-SESENE¹, Ricardo DÍAZ-MENDOZA¹, J. Guadalupe VELÁSQUEZ-AGUILAR¹

¹*Universidad Autónoma del Estado de Morelos, Facultad de Ciencias Químicas e Ingeniería, Av. Universidad 1001, Col. Chamilpa, 62209, Cuernavaca Morelos*

Sent date: 25/04/2022 Acceptance date: 1/July/2022

Abstract:

In this study, the power quality in a high-voltage load center is evaluated through the Network Code methodology. The electrical parameters of interest are voltage, frequency, power factor, harmonic distortion, voltage fluctuations and current unbalance. Measurements are made with a recording equipment that meets the characteristics required by the current standard. The indices that exceed the allowed limits are identified, the adjustments are proposed, and the improvements are observed by performing the simulation with software for the analysis of electrical grids. The information obtained in this study adds to the still scarce literature for the evaluation of power quality in high voltage load centers with cogeneration using the Mexican Network Code.

Keywords: Network code, electrical, penalty, unbalance, high voltage.

Resumen:

En este estudio se evalúa la calidad de energía en un centro de carga en alta tensión a través de la metodología del Código de Red. Los parámetros eléctricos de interés son la tensión, la frecuencia, el factor de potencia, la distorsión armónica, las fluctuaciones de tensión y el desbalance de corriente. Las mediciones se realizan con un equipo registrador que reúne las características requeridas por el estándar actual. Se identifican los índices que exceden los límites permitidos, se proponen los ajustes y se observan las mejoras realizando la simulación con software para análisis de redes eléctricas. La información obtenida en este estudio se suma a la aún escasa literatura para la evaluación de la calidad de la energía en centros de carga en alta tensión con cogeneración utilizando el Código de Red Mexicano.

Palabras clave: Código de red, eléctrico, penalización, desbalanceo, alta tensión.

* Corresponding author. E-mail: luis.cisneros@uaem.mx
Tel. 777-3297039

1. Introducción

En años recientes las normas aplicables para el sector eléctrico en México han cambiado considerablemente. El 20 de diciembre de 2013 en México, se dio a conocer en el Diario Oficial de la Federación el decreto de la Reforma Energética y el 11 de agosto de 2014, se publicó la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), la cual en su artículo 12, fracción XXXVII, establece que la Comisión Reguladora de Energía (CRE), tiene la facultad para expedir y aplicar las regulaciones necesarias del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), por lo que en abril del 2016 se expiden los Criterios de Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y Sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red (CRE, 2016).

El Código de Red (CR) está enfocado en fomentar el desarrollo eficiente de los procesos de planeación, medición, control operativo, control físico, acceso y uso de la infraestructura eléctrica, que deben cumplir todos los usuarios (generadores y centros de carga) con la finalidad de que el SEN alcance y mantenga una condición técnica sin violar límites operativos y cuente con suficiente margen de reserva, de modo que pueda cumplir con el criterio de la Contingencia Sencilla más Severa. Dicha condición técnica se denomina nivel adecuado de Confiabilidad (CRE, 2016).

Dentro del CR se encuentra el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga, en el cual se emiten los requerimientos técnicos de calidad de la energía que deben cumplir los Centros de Carga que se conecten al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en alta y media tensión.

De acuerdo con la normatividad actual, los parámetros específicos que deben cumplir los centros de carga en alta tensión durante su integración operativa al SEN son los siguientes,

1. Tensión:
 - Variaciones de tensión de manera permanente,
 - Variaciones de tensión de manera temporal,
 - Condiciones transitorias de variación de tensión.
2. Frecuencia:
 - Variaciones de frecuencia de manera permanente,
 - Variaciones de frecuencia de manera temporal.
3. Factor de potencia.
4. Distorsión armónica de corriente:
 - Total,
 - Individual.
5. Fluctuaciones de tensión (Flicker).
6. Desbalance de corriente.

El cálculo de estos parámetros en un sistema eléctrico que se encuentra operando, requiere la utilización de equipos de medición definidos como clase A, de acuerdo con la normatividad internacional IEC 61000-4-30 (IEC, 2003) donde también están descritos los procedimientos de medición de cada uno de los parámetros eléctricos que permitan obtener resultados fiables, repetibles y comparables con un bajo porcentaje de incertidumbre con los cuales se determina la calidad del suministro eléctrico. En términos generales, un equipo de clase A debe hacer referencia a las normas para cumplir con una determinada incertidumbre de medida, resolución de muestreo, almacenamiento y compresión de datos, intervalo amplio de medición de armónicas, algoritmo de cálculo, sistema de sincronización de mediciones y una metodología estándar para cálculo de índices.

La información reportada en la literatura que está relacionada con la calidad de la energía en sistemas de media tensión es basta. Sin embargo, para centros de carga conectados en alta tensión aún es incipiente. Es escasa la exposición de casos muestra que permiten ser utilizados como una guía para la evaluación de los índices de la calidad de la energía de manera práctica (Jacobici-Luca *et al.*, 2016). Es aquí la importancia del presente documento, donde se presenta un análisis detallado de un sistema eléctrico con un esquema de cogeneración permitido por la LIE que aporta información de los índices exigidos por el CR en su versión 2016, incluyendo procedimientos de medición y monitoreo de las señales eléctricas (Krebs, 2008), (Gonzalez-Abreu *et al.*, 2019). Los casos de estudio de calidad de la energía en media tensión son mayormente conocidos porque antes del año 2016 gran parte de las cargas o usuarios industriales estaban en este nivel de tensión (PRODESEN, 2016). Pero una vez que entró en vigor la LIE en México se ha incrementado el número de usuarios representados como centros de carga o como centrales generadoras debido a la nueva Ley Eléctrica.

2. Materiales y Métodos

2.1 Descripción del centro de carga

El centro de carga bajo análisis está ubicado en el Bajío Mexicano, cuenta con un punto de conexión con el SEN en un nivel de tensión de 115 kV, a través de una línea de transmisión trifásica. La línea de 115 kV alimenta a dos transformadores de potencia de 10.5 MVA cada uno de los cuales reducen la tensión a un valor de 4.16 kV. Así, cada transformador de potencia tiene su propia barra de 4.16 kV, ambas barras se operan eléctricamente de manera separada, aunque el arreglo de la subestación permite su interconexión. Cada transformador de potencia alimenta su carga radialmente y envía la energía hacia las diferentes subestaciones eléctricas de distribución dentro del complejo industrial.

Cada barra de 4.16 kV tiene conectado un generador, el primer generador (GEN 1) es accionado por una turbina de vapor con una capacidad nominal de 11.5 MW. El segundo

generador (GEN 2) es accionado por una turbina de gas con una capacidad nominal de 7.2 MW. La energía suministrada por ambos generadores es principalmente absorbida por las cargas del complejo y el remanente de energía es exportada al SEN. En la Figura 1, se muestra el diagrama simplificado del centro de carga en alta tensión con cogeneración.

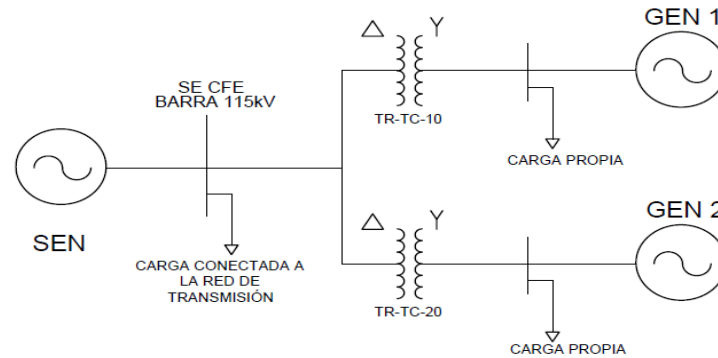


Figura 1 Diagrama unifilar simplificado del sistema cogenerador.

2.2 Sistema de medición

El equipo de medición que se ha utilizado para el monitoreo en este estudio es el analizador de calidad de la energía Fluke Modelo 435 II y cumple con los requerimientos del Código de Red. El equipo de medición está categorizado como clase A con las características incluidas en (IEEE, 2009), (Iacobici-Luca *et al.*, 2015).

La tensión nominal en el punto de común acoplamiento entre el centro de carga y el SEN es de 115 kV. Así, los parámetros eléctricos de tensión y corriente se obtienen a través de los transformadores de instrumentos con la que se realiza la facturación para la compañía suministradora, transformadores de potencial (TP) y transformadores de corriente (TC).

Para realizar la medición de la tensión, el analizador de calidad de la energía se conecta en los secundarios de los TP (120 V) y se incluye en su programación la relación de transformación para obtener la magnitud de la tensión de la barra de 115 kV. Para realizar la medición de las corrientes se conectan los ganchos medidores de corriente en los secundarios de los TC y se establece la relación de transformación para obtener la magnitud correspondiente en el nivel de tensión de 115 kV (IEC, 1997). El equipo se configura para medir los diferentes parámetros eléctricos cada 5 minutos por un periodo de 30 días como solicita la normatividad (CRE, 2016). Las gráficas que muestran los perfiles de comportamiento de los diversos parámetros eléctricos se obtienen directamente del software del equipo de medición.

2.3 Requerimientos para la calidad de la energía

2.3.1 Tensión

Los centros de carga deberán soportar variaciones en el nivel de tensión de manera permanente, temporal y transitoria y seguir conectados, los límites establecidos se consideran dentro de las zonas seguras de operación de acuerdo con la curva ITIC (ITIC, 2022), (IEEE, 2005).

Las variaciones de tensión permanente y temporal hasta por 20 minutos permitidas por el estándar (CRE, 2016), (CFE, 2005) para un centro de carga conectado en 115 kV se incluyen en la Tabla 1.

Tabla 1 Banda de tensión para un centro de carga conectado en 115 kV.

| Tipo | Tensión máxima (kV) | Tensión mínima (kV) |
|------------|---------------------|---------------------|
| Permanente | 123 | 109.2 |
| Temporal | 126.5 | 103.5 |

2.3.2 Frecuencia de la señal de tensión

La frecuencia de la onda de tensión debe permanecer dentro de límites estrictos para que el suministro eléctrico tenga una calidad aceptable. Las variaciones de frecuencia pueden provocar el mal funcionamiento de los elementos de la carga eléctrica (Bhattacharyya *et al*, 2008). En el CR se muestran los límites de la frecuencia que los centros de carga deben soportar sin desconectarse del sistema eléctrico en el estado permanente y por una duración máxima de 30 minutos, véase la Tabla 2. Además, la conexión y desconexión de carga no debe causar variaciones de frecuencia superiores a 0.1 Hz (CRE, 2016).

Tabla 2 Variaciones de frecuencia que debe soportar un centro de carga conectado en 115kV.

| Tiempo | Frecuencia máxima (Hz) | Frecuencia mínima (Hz) |
|------------|------------------------|------------------------|
| Permanente | 61.0 | 59.0 |
| 30 minutos | 62.5 | 58.0 |

2.3.3 Factor de potencia

Los usuarios conectados al sistema eléctrico nacional en alta tensión deben mantener un factor de potencia entre 0.95 en atraso y 1.0, el 95% del tiempo durante un periodo mensual, calculado con medición cinco-minutal (CRE, 2016).

2.3.4 Distorsión armónica de corriente

Este parámetro se evalúa con base en la impedancia relativa del sistema eléctrico que resulta de la relación entre el nivel de cortocircuito en el punto de acometida y la corriente máxima promedio de la demanda del último año. Para centros de carga conectados en 115 kV, el CR especifica los valores de distorsión máximos presentados en la Tabla 3.

Tabla 3 Límites de distorsión de corriente para centros de carga de 69 kV a 161 kV.

| Impedancia Relativa o razón de corto circuito (I_{cc}/I_L) | Límites para componentes armónicas impares en % de I_L | | | | | Distorsión armónica total de demanda en % (%DATD) |
|---|--|----------------------|----------------------|----------------------|------------------|---|
| | Armónicas <11 | Armónicas 11 a 16 | Armónicas 17 a 22 | Armónicas 23 a 34 | Armónicas >34 | |
| $I_{cc}/I_L < 20$ | 2.0 | 1.0 | 0.75 | 0.3 | 0.15 | 2.5 |
| $20 \leq I_{cc}/I_L < 50$ | 3.5 | 1.75 | 1.25 | 0.5 | 0.25 | 4.0 |
| $50 \leq I_{cc}/I_L < 100$ | 5.0 | 2.25 | 2.0 | 0.75 | 0.35 | 6.0 |
| $100 \leq I_{cc}/I_L < 1000$ | 6.0 | 2.75 | 2.5 | 1.0 | 0.5 | 7.5 |
| $I_{cc}/I_L \geq 1000$ | 7.5 | 3.5 | 3.0 | 1.25 | 0.7 | 10.0 |

Donde en la Tabla 3,

I_L = Corriente Máxima de Carga, correspondiente al promedio de las corrientes de demanda máxima de los últimos 12 meses. Si no se dispone de este valor, se asume la corriente nominal de los transformadores de corriente del equipo de medición del suministrador (IEEE, 2014).

I_{cc} = Corriente de cortocircuito en el punto de acometida.

%DATD = Porcentaje de distorsión armónica total de demanda.

2.3.5 Fluctuaciones de tensión

Para las variaciones periódicas de amplitud de la tensión, el CR contempla 5 indicadores que deben cumplir todos los centros de carga:

- Variaciones de tensión de corto plazo (Pst)
- Variaciones de tensión de largo plazo (Plt)
- Característica de cambio de tensión (dt), para más de 500 ms
- Cambio de tensión en estado estacionario (dc)
- Cambio de tensión máxima (dmax)

Los límites para Pst, Plt, dt, dc y dmax (IEC, 2013), se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4 Límites de fluctuaciones de tensión.

| Indicador | Limite |
|-----------|---|
| Pst | ≤ 1 |
| Plt | ≤ 0.65 |
| dt | $\leq 3.3\%$ Durante el cambio de tensión para más de 500 ms. |
| dc | $\leq 3.3\%$ |
| dmax | $\leq 4\%$ Sin condiciones adicionales. $\leq 6\%$ Para equipo que es conmutado manualmente o con una frecuencia mayor a 2 veces por día y también con arranque retardado de más de 10 segundos, o arranque manual después de una interrupción en el suministro de energía. $\leq 7\%$ Para equipo que es conmutado hasta dos veces al día. |

2.3.6 Desbalance de corriente.

De igual manera que para el caso de la distorsión armónica, el porcentaje permitido para el desbalance de corriente depende del nivel de tensión y de la impedancia relativa o relación de cortocircuito. Así, para un centro de carga conectado a un nivel de tensión mayor de 35 kV, el límite de desbalance se determina de acuerdo con la Tabla 5, (IEC, 2013).

Tabla 5 Límites del desbalance de corriente para tensiones superiores a 35 kV.

| Impedancia Relativa o razón de corto circuito (I_{cc}/I_L) | Desbalance (%) |
|--|----------------|
| $I_{cc}/I_L < 20$ | 2.5 |
| $20 \leq I_{cc}/I_L < 50$ | 3.0 |
| $50 \leq I_{cc}/I_L < 100$ | 3.75 |
| $100 \leq I_{cc}/I_L < 1000$ | 4.0 |
| $I_{cc}/I_L \geq 1000$ | 5.0 |

3. Resultados y Discusión

Una vez cumplido al periodo de medición se procede al análisis de los datos obtenidos. Los resultados y gráficas presentadas en esta sección se han extraído a través del software del equipo de medición utilizado.

3.1 Tensión

El comportamiento del perfil de la tensión de fase a fase en estado estable en la acometida del centro de carga se muestra en la Figura 2.

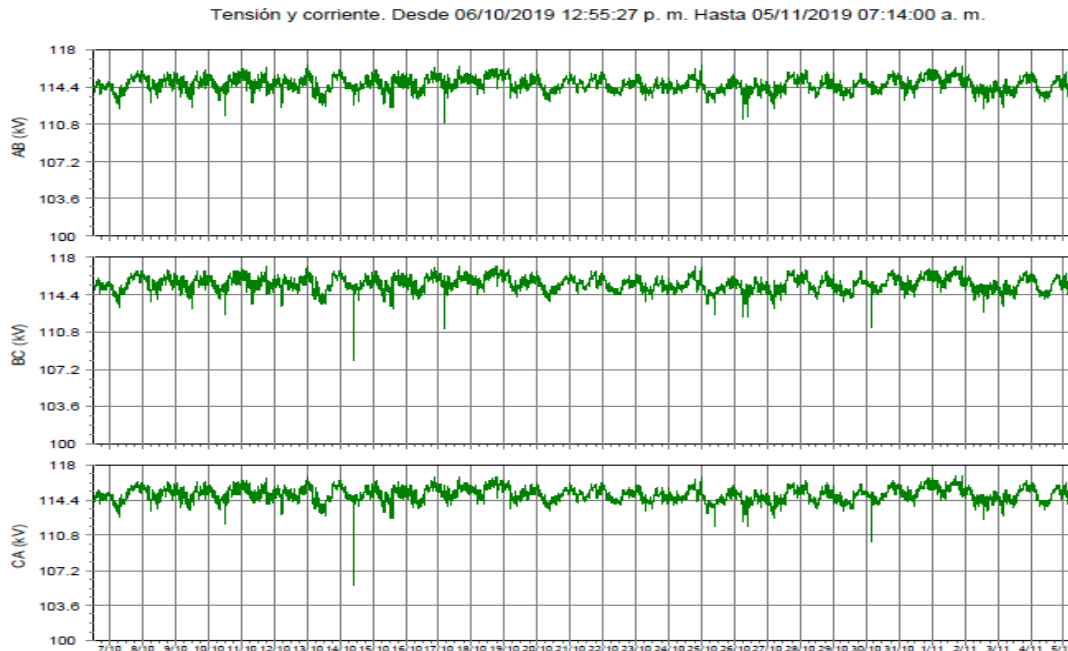


Figura 2 Perfil de tensión en el punto de acometida.

En la Figura 2 se observa que la tensión máxima registrada se presentó entre las fases B-C con un valor de 117.4 kV. Así mismo la tensión mínima se registró entre las fases A-B con una tensión eficaz de 112.5 kV.

Los valores de la tensión correspondientes al estado permanente se encuentran dentro de lo permitido por el CR, sin embargo, se registraron 43 eventos transitorios que distorsionaron la onda de tensión, el más grave de ellas fue registrada el día 17 de octubre de 2019 a las 04:01:00 horas con una caída de tensión (SAG) cayendo a un valor de 95.5 kV. Este evento transitorio deriva de una falla en la red de transmisión del SEN. A pesar de presentarse un nivel de tensión inferior al 10% del valor nominal, la duración del evento no provocó la habilitación de las protecciones contra bajo voltaje del complejo industrial. En la Figura 3 puede observarse el detalle del perfil de tensión del evento del 17 de octubre de 2019.

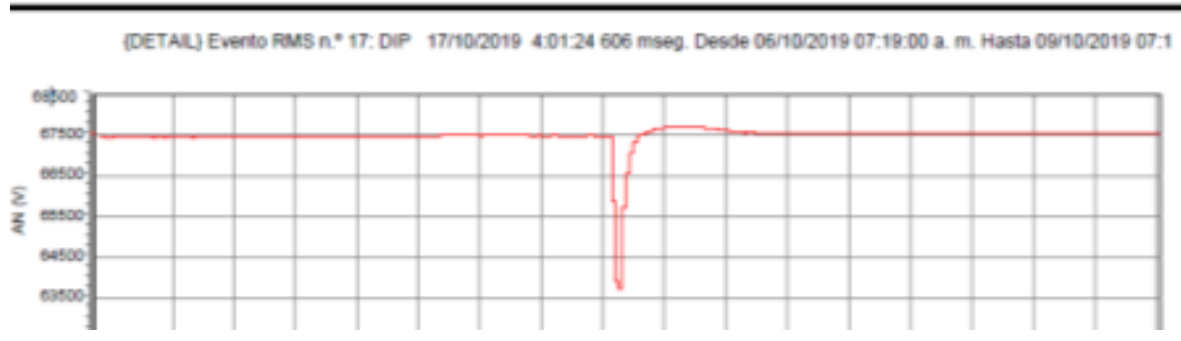


Figura 3 Evento transitorio del 17/10/2019.

En la Figura 4 se muestra un comparativo del comportamiento de la tensión del complejo (ITIC) y la curva CBEMA. Se observa que el sistema eléctrico opera dentro de la zona segura, por lo que se considera que el sistema opera correctamente dentro de estos rangos y cumple con lo exigido en el CR. También, el evento transitorio más severo de caída de tensión (Dips) se encuentra dentro de la región permitida de la curva.

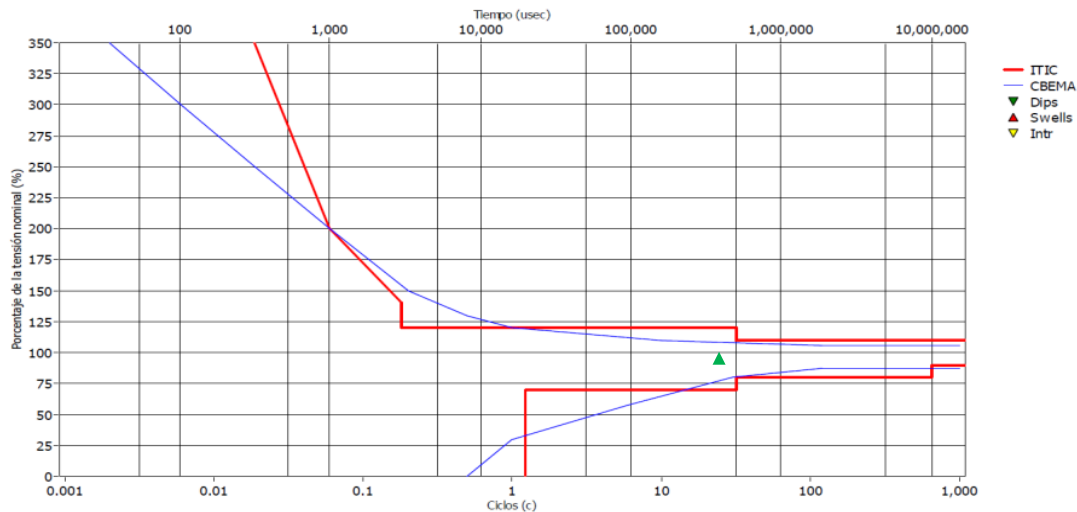


Figura 4 Curva ITIC.

3.2 Frecuencia

El comportamiento de la frecuencia durante el monitoreo resulta con un valor máximo de 60.08 Hz y un valor mínimo de 59.91 Hz. Estos valores se encuentran dentro de los parámetros requeridos por el CR.

3.3 Factor de potencia

Los resultados correspondientes al factor de potencia durante el periodo de monitoreo se muestran en la Figura 5. Se registró un valor promedio de 0.9 de factor de potencia inductivo. Sin embargo, el CR estipula que se debe cumplir el 95% del tiempo con un factor de potencia de al menos 0.95, realizando un análisis del total de muestras obtenidas del factor de potencia durante el periodo de medición se obtuvo un percentil del 95% de 0.89 inductivo, en otras palabras, el 95% de las muestras registradas alcanzan valores de hasta 0.89 inductivo de factor de potencia, por lo que en este caso no se cumple el requerimiento del CR.

Potencia. Desde 06/10/2019 07:19:00 a. m. Hasta 05/11/2019 07:14:00 a. m.

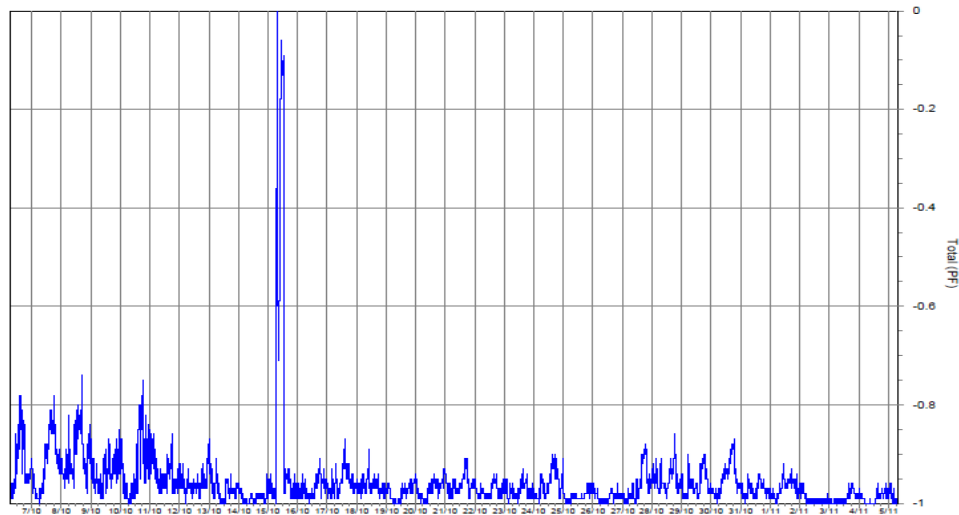


Figura 5 Comportamiento del factor de potencia.

El signo negativo observado del factor de potencia se debe a que el sistema está entregando potencia real y absorbiendo potencia reactiva. El valor mínimo registrado de factor de potencia fue de 0.13 inductivo, se debió a una disminución significativa y repentina de la potencia activa el día 15/10/2019 con una duración de 5 horas. La causa de este evento fue la salida de una unidad de generación, la cual dejó de aportar tanto energía activa como reactiva. En la acometida del complejo se detectó la reducción del flujo de la potencia activa aportada hacia el SEN y el aumento del flujo de la potencia reactiva demanda por el sistema eléctrico del centro de carga. En la Figura 6 y Figura 7 se muestra el perfil de las potencias activa y reactiva, respectivamente, durante el período de medición.

Potencia. Desde 06/10/2019 07:19:00 a. m. Hasta 05/11/2019 07:14:00 a. m.

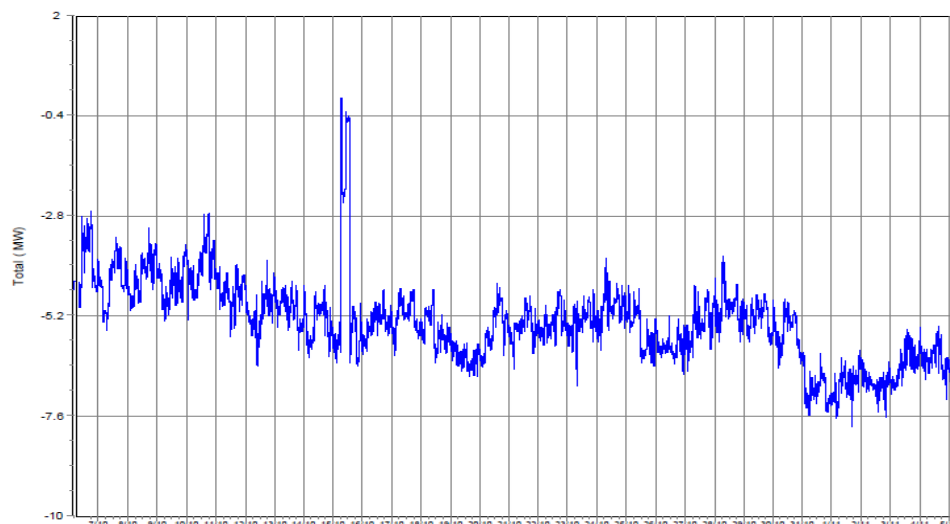


Figura 6 Comportamiento de la potencia activa.

Potencia. Desde 06/10/2019 07:19:00 a. m. Hasta 05/11/2019 07:14:00 a. m.

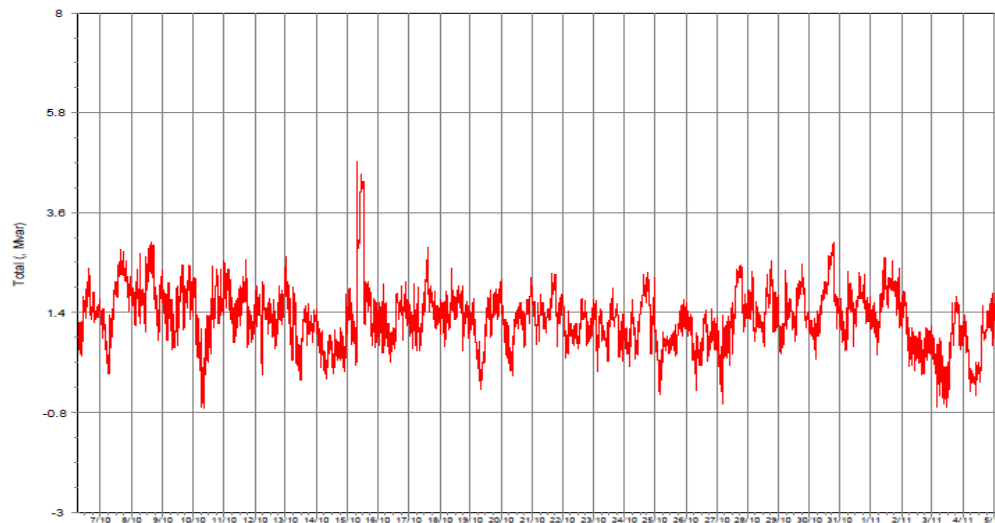


Figura 7 Comportamiento de la potencia reactiva.

3.4 Corrección del Factor de potencia

Para realizar el análisis del comportamiento del factor de potencia, se analizaron los casos de demanda máxima y mínima del centro de carga, derivado de este análisis se dimensiona correctamente el equipo requerido para su compensación reactiva.

Se definen los escenarios de operación utilizando la información obtenida de las mediciones realizadas, así como de la recopilación técnica de datos en campo del sistema eléctrico. Las condiciones de carga del sistema para el escenario de demanda máxima es 8.20 MW y 4.35 MVA_r y para el escenario de demanda mínima de 4.90 MW y 3.84 MVA_r.

Así mismo, se consideran dos condiciones de operación, el primero en estado normal, considerando el enlace con el SEN y con las dos unidades de generación conectadas y generando. El segundo escenario se considera en operación crítica, desconectada la unidad de generación GEN 1, el enlace con el SEN cerrado y la unidad de generación GEN 2 conectada y generando.

Para dimensionar correctamente los equipos de compensación de potencia reactiva y el impacto en el sistema eléctrico, se realizaron simulaciones de flujos de potencia en los dos escenarios de operación en condiciones de carga mínima y máxima utilizando la herramienta computacional ETAP. Las simulaciones permiten conocer el comportamiento del factor de potencia en diferentes estados del centro de carga y proyectar la potencia de los equipos para su corrección, también nos permite conocer su impacto en el sistema.

Los datos de las simulaciones para los dos escenarios de operación de carga máxima y

mínima en condiciones actuales, en el punto de la acometida se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6 Resultados de flujo de potencia en el punto de acometida. Inductivo i, capacitivo c.

| Escenario | Estado de la carga | F.P. | P. Real (MW) | P. Reactiva (MVar) |
|-------------|--------------------|--------|--------------|--------------------|
| Escenario 1 | Mínimo | 0.991i | -5.91 | 0.797 |
| | Máximo | 0.887i | -2.61 | 1.35 |
| Escenario 2 | Mínimo | 0.130i | -0.038 | 2.85 |
| | Máximo | 0.675c | 3.26 | 3.56 |

Con el resultado de las simulaciones, se llevó a cabo el cálculo para conocer la capacidad del equipo de compensación de potencia reactiva para cada uno de los escenarios y así obtener el dimensionamiento óptimo considerando la corrección del factor de potencia a 0.97 proyectándose para el requerimiento que entrara en vigor en el año 2026 (CRE, 2016).

Se requieren 2.8 MVar para obtener un factor de potencia de 0.97 en todos los escenarios. Sin embargo, se recomienda que el equipo sea de una capacidad superior para contar con reactivos de respaldo en caso de un aumento de carga, por lo que para este caso se dimensionara un equipo de compensación reactiva de 3 MVar para contar con un respaldo de 0.2 MVar. Para evitar variaciones fuertes de tensión en la red de potencia se recomienda que la entrada de los bloques capacitivos sea en 4 etapas de 0.75 MVar cada una. Así, se realizan las simulaciones correspondientes de cada escenario de operación para conocer su comportamiento. Se omite en esta etapa el escenario 1 con carga mínima ya que no se requiere compensación de potencia reactiva. Los resultados de las simulaciones se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7 Resultados de flujos de potencia considerando equipos de compensación de potencia reactiva. Inductivo i, capacitivo c.

| Escenario | Estado de la carga | F.P. | P.Real (MW) | P. Reactiva (MVar) | P. del Banco (MVar) |
|-------------|--------------------|--------|-------------|--------------------|---------------------|
| Escenario 1 | Mínimo | - | -5.91 | 0.797 | N/A |
| | Máximo | 0.991i | -2.59 | -0.069 | 0.75 |
| Escenario 2 | Mínimo | 29.1c | -0.012 | -0.040 | 3 |
| | Máximo | 97.9i | 3.29 | 0.68 | 3 |

Como podemos observar en la Tabla 7, bajo condiciones normales de operación, solo se requiere de una compensación reactiva de 750 kVar. Con un programa de mantenimiento adecuado y un monitoreo de los elementos eléctricos y mecánicos, las unidades de generación son bastante confiables y deberían operar sin ningún problema de forma constante, realizando paros programados para mantenimiento o revisión que no duren más de 1.5 días, por lo que se infiere que con una compensación reactiva de 750 kVar, el centro de carga operará dentro de los límites exigidos por el CR. Si el centro de carga desea contar con un sistema más robusto

en términos del factor de potencia, se pueden seguir las recomendaciones del total de la potencia reactiva calculada.

3.5 Distorsión armónica de corriente

Se obtuvo el comportamiento de la señal de corriente con su respectivo espectro armónico, principalmente se observaron las armónicas impares 3, 5, 7 y 11, con una distorsión armónica total de demanda (DATD) máxima de 6.30% en la fase B. En la Tabla 8 se resume los parámetros promedio obtenidos de distorsión armónica de corriente más significativa.

Tabla 8 Porcentaje de distorsión armónica de corriente.

| Fase | Armónicas individuales % | | | Distorsión armónica total de demanda en % (%DATD) |
|------|--------------------------|------|------|---|
| | 3 | 5 | 7 | |
| A | 0.485 | 5.51 | 1.42 | 5.81 |
| B | 0.14 | 5.91 | 1.65 | 6.30 |
| C | 0.40 | 5.60 | 1.61 | 5.92 |

De acuerdo con lo estipulado en el CR, para conocer el límite de distorsión armónica de corriente, se requiere calcular la impedancia relativa que se obtiene utilizando la relación I_{cc}/I_L , donde I_{cc} es el nivel de cortocircuito en la acometida e I_L es la corriente máxima de carga del centro de carga que corresponde al promedio de las corrientes de demanda máxima de los últimos 12 meses (CRE, 2016), (CFE, 2005).

La corriente de falla I_{cc} en el punto de acometida se obtiene del documento Niveles de Cortocircuito de la Red Nacional de Transmisión 2021 (CENACE, 2016). Así, para el centro de carga en estudio los siguientes niveles de cortocircuito trifásico y monofásico máximos proyectados para el año 2021 son 12.13 kA y 9.38 kA, respectivamente.

Del historial de consumo y demanda máxima de la facturación eléctrica del último año, se tiene una demanda promedio de los últimos 12 meses de 3510 kW y un factor de potencia promedio de 0.792, con estos valores se calcula la corriente máxima de carga, 22.24 A. Por lo que la impedancia relativa o razón de cortocircuito resulta con un valor de 545.41.

Con el valor calculado de la relación I_{cc}/I_L tenemos que el límite máximo para armónicas individuales menores a la onceava es de 6% y el límite máximo de DATD es de 7.5%. Por lo tanto, el valor de la distorsión armónica promedio se encuentra dentro del límite especificado por el CR.

En la figura 8, se muestra el perfil del comportamiento horario de la tercera, quinta, séptima y onceava armónicas. La quinta armónica en algunos períodos supera el límite estipulado

alcanzando valores máximos de 9.03% en la fase B. Por lo tanto, los equipos de compensación de potencia reactiva deben contar con un filtro sintonizado a la quinta armónica y evitar futuros problemas por sobrecalentamiento o sobretensiones en los bancos de capacitores, además de multas por incumplimiento del CR.

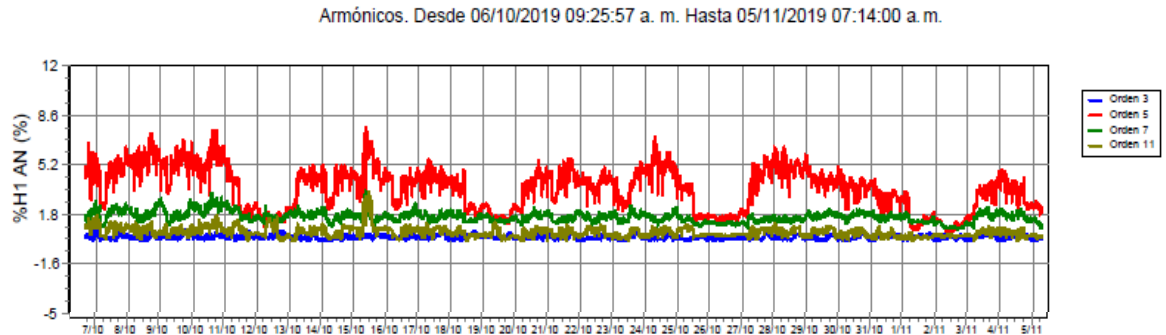


Figura 8 Evolución temporal de espectro armónico de corriente.

3.6 Distorsión armónica de corriente

Para la corrección del factor de potencia se analizaron 4 diferentes escenarios de operación y se requieren 3,000 kVAR en cuatro etapas de 750 kVAR cada una, para corregir el factor de potencia a un valor mínimo de 0.97 en todos los escenarios analizados. Esta información se toma como punto de partida para la selección y el dimensionamiento del filtro para la disminución del contenido armónico de corriente. Como la quinta armónica es la de mayor presencia, se propone la instalación de un filtro pasivo sintonizado a una frecuencia de 300 Hz.

Para llevar a cabo lo anterior, se realizaron simulaciones en la herramienta computacional ETAP. Para conocer el impacto en el sistema eléctrico por la implementación de este filtro, en primer lugar, se modela el sistema eléctrico considerando el escenario más crítico donde se obtiene el mayor porcentaje de contenido armónico. En la Figura 9 se muestra la distorsión armónica total de corriente del centro de carga sin haber incluido el banco de capacitores, resulta un THDi de 8.12% en la acometida del complejo industrial.

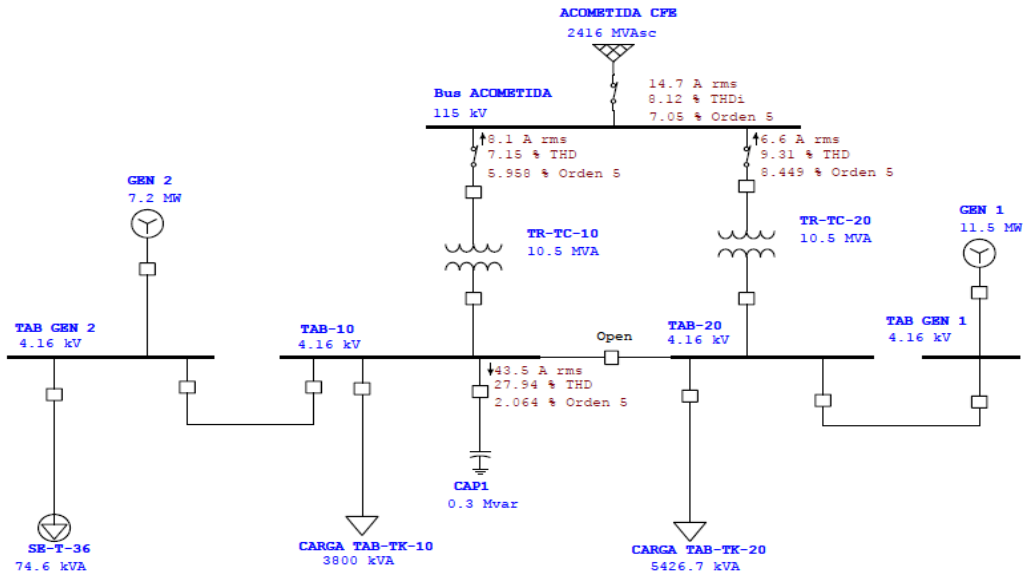


Figura 9 Modelado de la distorsión armónica actual.

Para conocer el impacto en el contenido armónico al implementar un equipo de compensación reactiva simple de 750 kVAr (banco de capacitores) en la barra de 4.16 kV que alimenta el generador 1 (GEN 1). Se realizó una simulación obteniéndose una distorsión armónica con un valor de 9.35% THDi, y 8.18% de quinta armónica. En la Figura 10 se muestra la distorsión armónica total de corriente del centro de carga cuando se incluye potencia reactiva capacitiva a través de un filtro sintonizado con la quinta armónica. Al incluir el filtro de quinta armónica donde domina el efecto capacitivo, se filtra parte de esta armónica y se mejora el factor de potencia.

Por lo anterior, en sistemas eléctricos con un alto porcentaje de distorsión armónica no es recomendable la instalación de bancos de capacitores simples (Bhattacharyya *et al*, 2008), por lo que en este caso se considera la implementación de un filtro sintonizado a la frecuencia de la quinta armónica. Así se obtiene la reducción del THDi a 7.28% y la distorsión por quinta armónica se reduce a 5.99%. En la Tabla 9 puede observarse la THDi correspondiente a la condición actual, para el caso de la instalación simple de un banco de capacitores y con la instalación de un filtro de quinta armónica donde domina el efecto capacitivo.

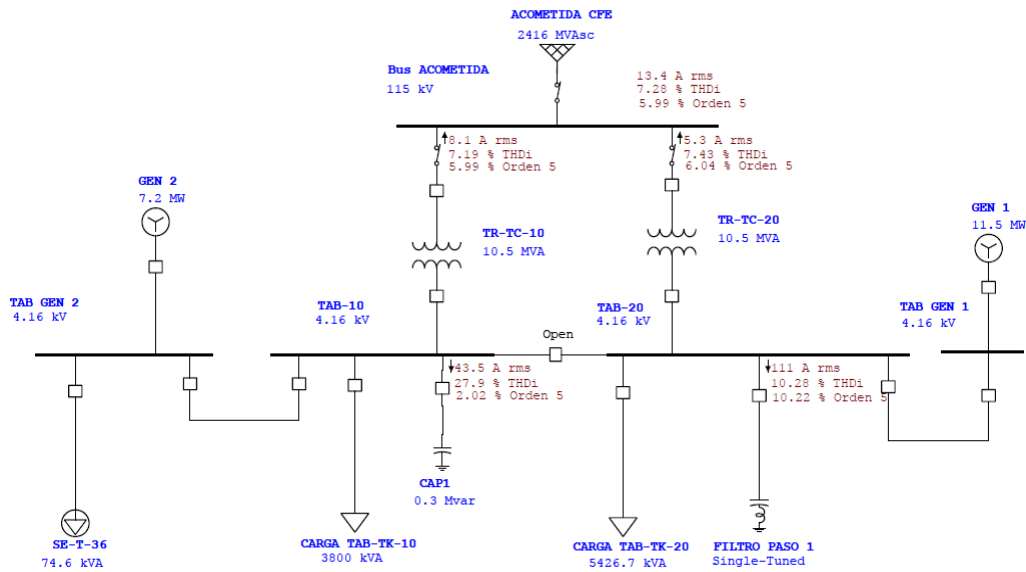


Figura 10 Modelado de la distorsión armónica considerando un filtro pasivo (FP) sintonizado a la quinta armónica.

Tabla 9 Resultados de simulaciones de flujos de armónicos.

| Parámetro evaluado | Situación actual | Instalación de banco de capacitores | Instalación de Filtro simple |
|--------------------------|------------------|-------------------------------------|------------------------------|
| (%) armónica 5 | 7.5 | 8.06 | 5.99 |
| (%) THDi | 8.12 | 9.35 | 7.28 |
| Potencia reactiva (kVAr) | --- | 766 | 804 |
| Factor de Potencia | 0.888i | 0.973i | 0.976i |

3.7 Fluctuaciones de tensión

Durante el monitoreo de los parámetros de calidad de la energía del centro de carga, se obtuvieron los valores máximos de los 5 indicadores de las fluctuaciones de tensión (Pst, Plt, dt, dc, dmax), los cuales se presentan en la Tabla 10.

Tabla 10 Indicadores de las fluctuaciones de tensión.

| Fase | Pst | Plt | dt (%) | dc (%) | dmax (%) |
|------|------|------|--------|--------|----------|
| A | 1.30 | 0.57 | 0.5 | 1.53 | 1.85 |
| B | 2.47 | 1.08 | 0.7 | 1.47 | 2.9 |
| C | 3.99 | 1.74 | 0.5 | 1.52 | 1.90 |

Los indicadores dt, dc y dmax, permanecieron dentro de los límites especificados en el CR. Mientras que en los perfiles de los indicadores Pst y Plt mostrados en las figuras 11 y 12, respectivamente, se observan valores máximos superiores a los especificados en el CR. Sin

embargo, el CR menciona que los eventos de cambio de tensión por conmutación manual no son tomados en cuenta para el cálculo de los índices. También, en las figuras 11 y 12, se observa que los valores máximos de Pst y Plt no son periódicos o repetibles, en condiciones normales se tienen valores no mayores a 0.7 para el indicador Pst y 0.5 para el indicador Plt. Por lo tanto, se considera en este caso que las fluctuaciones de tensión cumplen con el CR.

Flicker. Desde 06/10/2019 09:25:57 a. m. Hasta 05/11/2019 07:14:00 a. m.

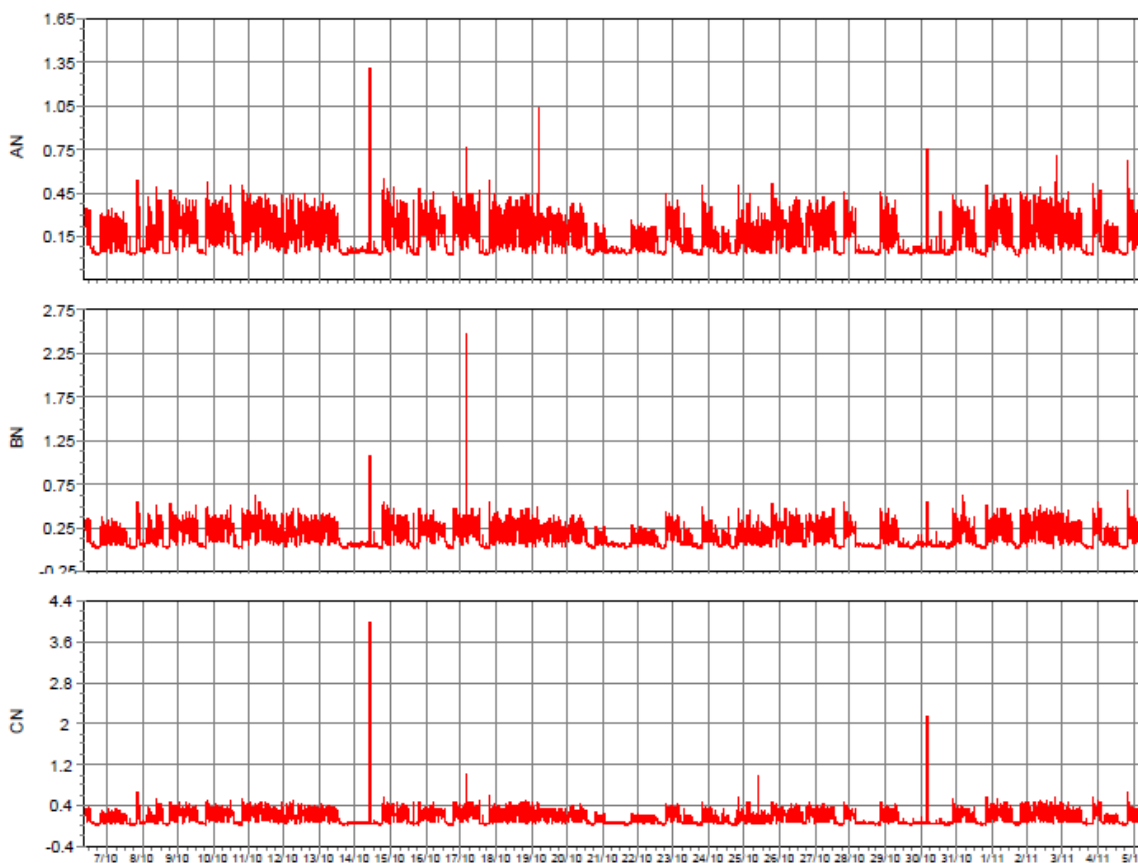


Figura 11 Evolución temporal de flicker de tiempo corto Pst.

Flicker. Desde 06/10/2019 09:25:57 a. m. Hasta 05/11/2019 07:14:00 a. m.

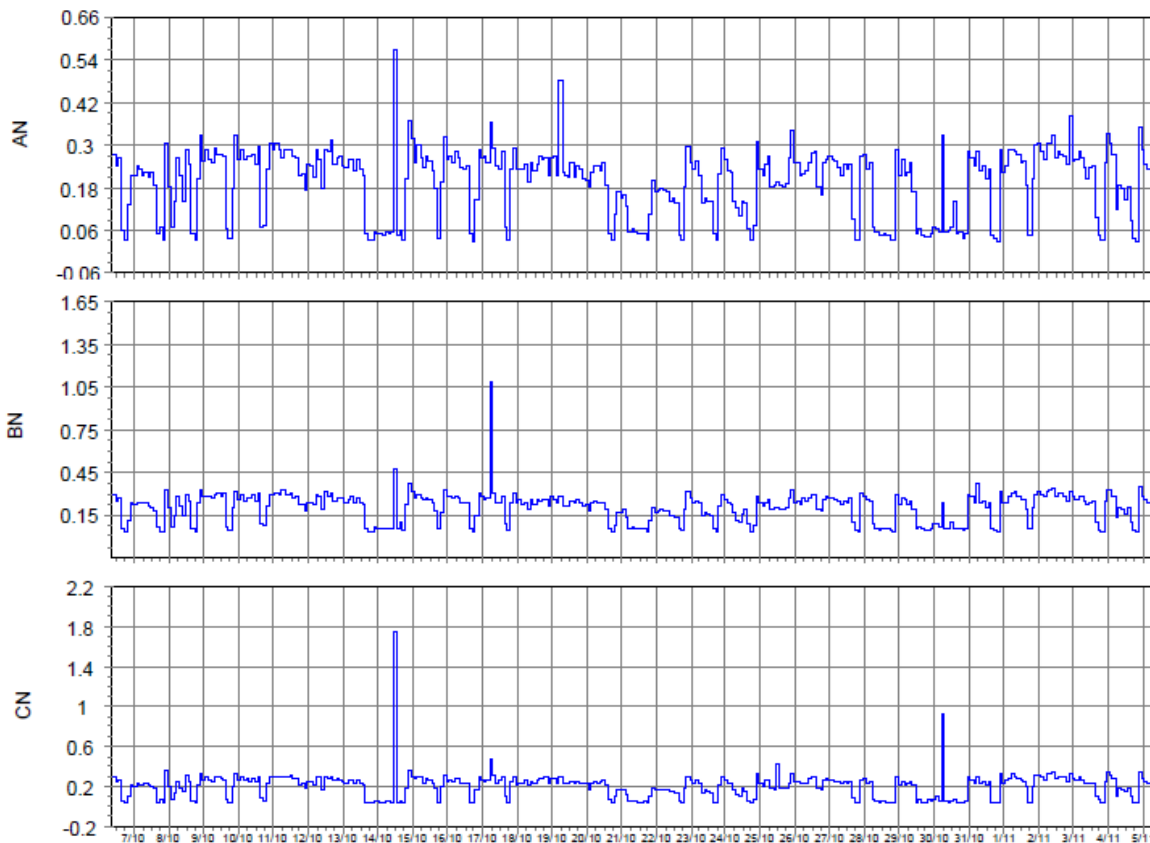


Figura 12 Evolución temporal de flicker, indicador Pt.

3.8 Desbalance de corriente

El CR exige que se cumpla con un límite de desbalance de corriente de las tres fases de acuerdo con la relación I_{cc}/I_L , mencionada anteriormente. Para realizar el análisis de desbalance se utilizan los estándares (CFE, 2005) y (IEEE, 2014). En la especificación de la Comisión Federal de Electricidad, se indica el cálculo y los límites para el desbalance de corriente de secuencia negativa y secuencia cero en estado estacionario en un lapso de 10 minutos o más.

Considerando la relación $I_{cc}/I_L = 545.41$, el desbalance máximo de secuencia negativa y secuencia cero permitido para el centro de carga bajo estudio es de 4.0%. En nuestro caso resulta un desbalance máximo para las secuencias negativa y cero de 13.04% y 0.2%, respectivamente.

Los resultados obtenidos son desfavorables para el desbalance de secuencia negativa ya que se supera el 4% estipulado en el CR. El desbalance de corriente se da principalmente por la conexión de cargas monofásicas a sistemas trifásicos. Una solución para disminuir el

desbalance de corriente es revisar en campo y balancear las cargas monofásicas conectadas al sistema eléctrico.

4. Conclusiones

El análisis de las mediciones obtenidas en este centro de carga en alta tensión hace evidente la presencia de desviaciones de los parámetros estipulados en el Código de Red Mexicano.

Este trabajo de investigación muestra los incumplimientos al Código de Red en los indicadores de factor de potencia, contenido armónico y desbalance de corriente. Una solución común aquí tomada para mejorar el factor de potencia y el contenido armónico es la instalación de equipos de compensación reactiva con filtros armónicos en este caso sintonizados con la armónica de mayor presencia, aquí es la quinta armónica. El desbalance de corriente se produce principalmente por la conexión de cargas monofásicas y bifásicas a sistemas trifásicos y no realizar el correcto balance de cargas en los tableros donde se conectan, la solución que típicamente se propone es la revisión, análisis y balanceo de cargas en campo, con esta acción se reduce significativamente el desbalance registrado en el punto de acometida. También, se observó que algunos índices están influenciados por condiciones anormales de operación no frecuentes que en un determinado momento pueden subsanarse.

Las acciones correctivas permiten al sistema eléctrico operar dentro de los límites legales establecidos por la Comisión Reguladora de Energía, para centros de carga que estén conectados en alta tensión en el Sistema Eléctrico Nacional, evitando montos altos en multas por incumplimiento, además de incrementar la confiabilidad y seguridad del sistema para los actuales y futuros requerimientos del CR. Posterior a la implementación de las acciones para la corrección de las desviaciones encontradas, debe realizarse un nuevo monitoreo y simulaciones de la calidad de la energía bajo el mismo escenario de operación, para confirmar que todos los parámetros se encuentran dentro de los límites establecidos.

Esta investigación permite contribuir al desarrollo de las buenas prácticas operativas y normativas que se realizan en México en el ámbito eléctrico, y su información queda disponible para futuros estudios relacionados con la calidad de la energía eléctrica.

5. Referencias

Bhattacharyya S., Wang Z., Cobben J. F. G., Myrzik J. M. A. and Kling W. L., (2008). Analysis of power quality performance of the dutch medium and low voltage grids, *13th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, 2008, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICHQP.2008.4668800.

- CENACE, (2016). Niveles de Cortocircuito de la Red Nacional de Transmisión 2016, 2019 y 2021, Centro Nacional de Control de Energía, México.
- CFE, (2005). Especificación L0000-45, Comisión Federal de Electricidad, Desviaciones Permisibles en las Formas de Onda de Tensión y Corriente en el Suministro y Consumo de Energía Eléctrica, México.
- CRE, (2016). Criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del sistema eléctrico nacional: Código de Red, Comisión Reguladora de Energía, México.
- Gonzalez-Abreu A. D., Saucedo-Dorantes J. J., Osornio-Rios R. A., Romero-Troncoso R. J., Delgado-Prieto M. and Morinigo-Sotelo D., (2019). Condition monitoring approach based on dimensionality reduction techniques for detecting power quality disturbances in cogeneration systems, *24th IEEE International Conference on Emerging Technologies and Factory Automation (ETFA)*, pp. 898-903, doi: 10.1109/ETFA.2019.8869523
- Iacobici-Luca N., Andea P., Frigura-Iliasa F. M. and Vatau D., (2015), Software and hardware equipment power quality monitoring inside a transelectrica high voltage power station, *IEEE 13th International Symposium on Applied Machine Intelligence and Informatics*.
- Iacobici-Luca N., Frigura-Iliasa F. M., Vatau D. and Andea P., (2016). Power quality assessment system for a 220 kV/110 kV high voltage power station, *Electric Power Quality and Supply Reliability (PQ) IEEE*.
- IEC, (1997). Std. 61000-3-8 ed1.0:1997-09 TC/SC 77B, International Electrotechnical Commission, Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3: Limits - Section 8: Signalling on low-voltage electrical installations - Emission levels, frequency bands and electromagnetic disturbance levels.
- IEC, (2003). Std. 61000-4-30, International Electrotechnical Commission, Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods.
- IEC, (2013). Std. 61000-3-3, International Electrotechnical Commission, Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems, for equipment with rated current ≤ 16 A per phase and not subject to conditional connection.
- IEEE, (2005). Std. 1100-2005, Institute of Electrical and Electronics Engineer, Powering and Grounding Electronic Equipment.
- IEEE, (2009). Std. 1159-2009, Institute of Electrical and Electronics Engineer, Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality.

IEEE, (2014). Std. 519, Institute of Electrical and Electronics Engineer, Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power System.

ITIC, (2022). Voltage Disturbance, Power Engineering Study Resource. ITIC Curve, URL: <http://voltage-disturbance.com/voltage-quality/itic-curve/>. Acceso: 11 de abril de 2022.

Krebs R., Lerch E., Ruhle O., Gal S., Lazar F. and Paunescu D., (2008). Future distribution systems with dispersed generation will require network security measures as transmission systems of today, *IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, Pittsburgh, PA, 2008, pp.1-5. doi: 10.1109/PES.2008.4596211

PRODESEN, (2016). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2016-2030, Secretaría de Energía, México.