



Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa

Dr. Antonio Núñez Jiménez

Facultad Metalurgia- Electromecánica

Trabajo de Diploma

En opción al Título de Ingeniero Eléctrico

Estudio de la Onda de tensión del grupo #3 en la Batería Moa

Autor: Ricardo Quintero Zaldivar.

Tutores: Ing. Yordan Guerrero Rojas.

Moa 2008-2009



Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa

Dr. Antonio Núñez Jiménez

Facultad Metalurgia- Electromecánica

Trabajo de Diploma

En opción al Título de Ingeniero Eléctrico

Estudio de la Onda de tensión del grupo #3 en la Batería Moa

Autor: Ricardo Quintero Zaldivar.

Tutores: Ing. Yordan Guerrero Rojas.

Moa 2008-2009

Yo: Ricardo Quintero Zaldivar

Autor de este trabajo de Diploma tutorado por el Ing. Yordan Guerrero Rojas certifico la propiedad intelectual a favor del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa “Dr. Antonio Núñez Jiménez”, el cual podrá hacer uso del mismo para fines docentes y educativos.

Ricardo Quintero Zaldivar
(Diplomante)

Ing. Yordan Guerrero Rojas
(Tutor)

Pensamiento

.....Siempre mediremos por encima de todo a un técnico y a un científico no por sus conocimientos sino, por el grado de hermandad con que es capaz de aportar al género humano sus conocimientos.

“Fidel Castro Ruz

Agradecimiento

A la hora de agradecer no solo se agradece si no que también se deja incrustado en cada expresión la forma más sencilla de tener en cuenta el valor más colectivo y justo de la humanidad, que es la amistad.

.....Sin dudas agradecerle a mis padres y hermano, por brindar siempre su apoyo incondicional bajo cualquier circunstancia y por siempre confiar en mi futuro.....

.....A mis compañeros de aula y de beca, en especial a Yoannis Pérez Durán por su ayuda brindada ante mis estudios....

.....A todos mis profesores comenzando por mi tutor...

.....A todos aquellos que de una forma u otra han hecho posible la realización de este trabajo aunque no los mencione a todos les estaré eternamente muy agradecido.

Dedicatoria

Dedico este trabajo a todas aquellas personas que han sido capaces de brindar su apoyo incondicional para la realización del mismo. En especial a mi abuela Erlinda Acosta González que siempre quiso verme graduado, a mis padres Eleida Zaldivar y Rodolfo Quintero, a mi abuela Oslaida Quintero, a toda mi familia y en especial a mi hermano Rodolfito (Nené) a mi cuñada Yudisbieth. A todos aquellos que no imaginaron que esto sería posible, y de manera muy grata a las personas que me dieron su apoyo incondicional en todo momento.

.....A mis amigos y a todas aquellas personas que me quieren.

Resumen

En el presente trabajo se realiza un estudio de la Calidad de la Onda de Tensión en uno de los generadores sincrónico de la Batería de Moa, tomando en consideración la operación de la máquina #3 al 75% de su valor nominal, con el fin de analizar el comportamiento de los aspectos a tener en cuenta para poder definir el grado de pureza que tendrá la onda de tensión durante la generación y trabajando en paralelo con el sistema.

Para lograr esto se analiza la Amplitud, Forma, Frecuencia y asimetría de la onda de tensión, profundizando también en las diferentes anomalías que distorsionan su calidad tales como:

Huecos y cortes breves de tensión, Contenido de armónico e Impulso de tensión.

A través del método no experimental y de la Transformada Rápida de Fourier se determinan las regularidades e irregularidades que existen teniendo en cuenta las normas que establecen los límites permisibles. A demás, se reflejan las causas que le pueden dar origen, así como los efectos que estos pueden ocasionar.

Summary

In the present work, a study of the quality of the voltage wave form of one of the generators of the Moa unit, taking in consideration the operation at 75% of the nominal value of the machine #3, with the aim of defining the purity grade that a voltage waveform will have during generation and when working in parallel with the system.

To reach this, an analysis of the amplitude, form, frequency and symmetry of the voltage waveform will be carried out, as well as an in-depth study of the different anomalies such as holes and short period voltage cuts, harmonic contents and voltage impulses which leads to the distortion and deterioration of its quality. Regularities and irregularities that exist are determined by means of a non experimental method and the Fast Fourier transformation taking into consideration the norms that establishes permissible limits. More over, the factors that could cause this and the effects that this could bring as a result have been reflected in the work.

Índice

Índice.....	1
Introducción General.....	3
Fundamentación de la Investigación.....	4
Capítulo I: Generalidades para la evaluación de la calidad de la onda de tensión.....	5
I.1 Introducción.....	5
I.2 Nociones generales sobre la calidad de la onda de tensión.....	5
I.3 Huecos de tensión y cortes breves.....	6
I.4 Impulsos de tensión.....	8
I.5 Distorsión armónica.....	12
I.5.1 Valores de referencia.....	14
I.5.2 Frecuencia de los Armónicos.....	16
I.5.3 Principales perturbaciones causadas por armónicos de corriente y voltaje.....	16
I.5.4 Métodos para evaluar la distorsión armónica.....	21
I.5.5 Métodos para analizar armónicos.....	22
I.6 Sistemas de puesta a tierra.....	23
I.7 Descripción de la Batería Moa.....	25
Capítulo II: Particularidades de la onda de tensión en la Batería Moa.....	29
II.1 Introducción.....	29
II.2 Descripción del sistema de alimentación de la batería.....	29
II.3 Estudio de los Huecos de tensión y cortes breves en la batería de Moa.....	30
II.4 Estudio de impulsos de tensión.....	33
II.4.1 Caracterización geotécnica de los materiales de la malla.....	33
II.4.2 Descripción del Sistema de puesta a tierra de la batería.....	37
II.4.3 Sistemas de puesta a tierra contra descargas atmosféricas.....	38
II.5 Generalidades acerca de las magnitudes eléctricas no sinusoidales.....	40
II.5.1 Interlogger y Transformada Rápida de Fourier. Expresiones fundamentales.....	41
II.5.2 Transformada Rápida de Fourier (FFT).....	42
II.6 Análisis de la asimetría en los grupos con respecto a la carga.....	47
Capítulo III: Análisis de los resultados.....	51

III.1 Introducción	51
III.2 Impulso de tensión.....	51
III.3 Armónico y Forma de onda de tensión.	54
III.4 Asimetría.....	55
III.5 Regulación de la carga de un Generador Sincrónico conectado al sistema.....	57
Conclusiones.....	61
Recomendaciones.....	62
Bibliografía	63
Anexo	64

Introducción General

Desde hace unos años, se está registrando en todos los países industrializados una creciente sensibilidad hacia la “calidad del producto electricidad” o, dicho de otra forma, hacia la “calidad de la onda de tensión.” Las alteraciones de la “calidad de la onda” tienen lugar en los propios procesos de producción, transporte y distribución, así como en su utilización por determinados tipos de receptores. Son, por lo tanto, inevitables. Sin embargo, sólo en los últimos años se están convirtiendo en un motivo de preocupación debido a dos causas fundamentales:

Por un lado, los procesos industriales requieren, de día en día, una mayor calidad de todos los productos utilizados y, en particular, de la electricidad, haciéndose más sensibles a las alteraciones que puedan existir.

Por otro lado, la creciente utilización de receptores que generan perturbaciones hace que el nivel de contaminación general de las redes eléctricas esté aumentando, lo que puede así incidir en el normal funcionamiento de los demás receptores a ellas conectados, y así extendiendo el problema.

[*Volver*](#)

Fundamentación de la Investigación

Problema:

Aunque se han realizados estudios en cuanto a la asimilación de la demanda en la batería de grupos electrógenos diesel en Moa, no se cuenta con un análisis de la calidad de la onda de tensión que ellos entregan a la red.

Objetivo general:

Analizar el comportamiento de la onda de tensión en la máquina # 3 de la Batería Moa.

Objetivos específicos:

- Analizar el Comportamiento de la onda de tensión.
- Determinar las regularidades de la onda de tensión durante la generación.
- Analizar la influencia sobre la calidad de la onda de tensión, de las irregularidades en la instalación.

Hipótesis:

Si se realiza un estudio de la onda de tensión en la salida de uno de los generadores que conforman la Batería se puede evaluar su influencia sobre el sistema de distribución.

Tareas:

- Obtener la onda de tensión a la salida del generador # 3 de la Batería Moa.
- Determinar la influencia de los armónicos en la onda.
- Determinar la influencia de los Huecos de tensión en la onda.
- Determinar la influencia de los impulsos de tensión en la onda por irregularidades de la instalación.
- Determinar el porcentaje de asimetría.

[*Volver*](#)

Capítulo I: Generalidades para la evaluación de la calidad de la onda de tensión.

I.1 Introducción.

El siempre riesgo de carencia de energía eléctrica ha incrementado en gran medida el interés por instalar equipos de generación con el objeto de satisfacer las necesidades de los usuarios. Inicialmente las empresas eléctricas ofrecían una oposición férrea a la instalación de generación distribuida en diferentes entidades (industrias, centros residenciales, Instituciones entre otros) ya que esta afecta de varias formas a la Calidad de Potencia.

Por ejemplo: generando armónicas en el caso de emplear interfases con inversores, complicando la operación de los dispositivos reguladores de voltaje, incrementando el riesgo de presencia de ferresonancia, introduciendo flicker desde la generación, modificando la operación de las protecciones contra sobrecorrientes, etc.

No obstante en nuestro país estas fuentes de generación se le están dando un uso diferente ya que son fuentes de generación de apoyo para el Sistema Electroenergético nacional.

Desde este punto de vista uno de los mayores impactos de la generación distribuida sobre la Calidad de Potencia, es el efecto en el funcionamiento del esquema de protecciones contra sobrecorrientes, entre cuyos eventos relacionados el más importantes es el hueco de tensión.

[*Volver*](#)

I.2 Nociones generales sobre la calidad de la onda de tensión.

Cuando la energía eléctrica es suministrada en la forma de un sistema trifásico de tensiones de naturaleza sinusoidal, hay cuatro parámetros que caracterizan la onda de tensión y que permiten medir su grado de pureza:

- Frecuencia
- Amplitud
- Forma
- Simetría

Las fuentes de generación eléctricas producen una onda sinusoidal de 60 ciclos por segundo prácticamente perfecta, por lo que, desde el punto de vista del suministro al cliente, los parámetros mencionados se consideran constantes en la generación. Sin embargo, en el proceso de transporte y distribución de la energía desde estas fuentes hasta los puntos de consumo final, que tiene lugar a través de las redes eléctricas, estas magnitudes sufren alteraciones que pueden afectar a determinados usuarios.

[Volver](#)

I.3 Huecos de tensión y cortes breves.

Se dice que ha tenido lugar un hueco de tensión en un punto de la red eléctrica cuando la tensión de una o más fases cae repentinamente por debajo de un límite establecido – generalmente el 90%, y se recupera al cabo de un tiempo determinado, que oscila entre los 10 milisegundos y varios segundos.

El límite máximo de este período es el punto más controvertido en la definición de hueco de tensión:

- Si se atiende a la causa más típica que lo produce la aparición y eliminación de fallas, su duración debiera estar relacionada con el tiempo máximo de permanencia de la falla. Por consiguiente, en el caso de las fallas más habituales, sería razonable establecer ese valor máximo en unos pocos segundos.

Sin embargo, hay fallas como las que ocasionalmente se derivan del arranque directo de motores asíncronos en las que el tiempo de recuperación de la tensión puede llegar a las decenas de segundos. Por ello, algunas definiciones consideran que existe hueco cuando la duración es de hasta un minuto [5].

Corte breve de tensión

Se dice que ha tenido lugar un corte breve de tensión cuando se produce la desaparición total de la tensión de las tres fases durante un tiempo superior a 10 milisegundos e inferior a 1 minuto. Es equivalente a un hueco de tensión que afecte a las tres fases y tenga una profundidad del 100%.

Las dos magnitudes que permiten clasificarlos, y que son de gran utilidad a la hora de estimar sus posibles repercusiones y las medidas preventivas que se pueden aplicar, son:

- Profundidad: Valor al que cae la tensión. En función de esta magnitud se suelen hacer tres grupos:
 - Entre 10% y 30%
 - Entre 30% y 80%
 - Superior al 80%
- Duración: Tiempo que tarda en recuperarse la tensión. Se suelen dividir en dos grupos:
 - Entre 0,01 segundos y 1 segundo
 - Entre 1 segundo y varios segundos

Tipos de cortes breves

Reciben la denominación de cortes breves de corta duración los que no se prolongan más de 0,4 segundos; y cortes breves de larga duración, cuando superan ese límite.

Dado que existen aspectos comunes a los huecos de tensión y a los cortes breves, y que tanto sus efectos como las técnicas de inmunización son semejantes, se va a dar a ambas perturbaciones un tratamiento conjunto, simplificación que es aceptable para los fines que se persigue.

En la figura 1.1 se muestra de forma gráfica que es un hueco de tensión, notando que la tensión puede llegar hasta el 50% de su valor nominal en un intervalo de tiempo de 300 ms a diferencia del corte breve de tensión que es la ausencia de voltaje en un mismo intervalo de tiempo.

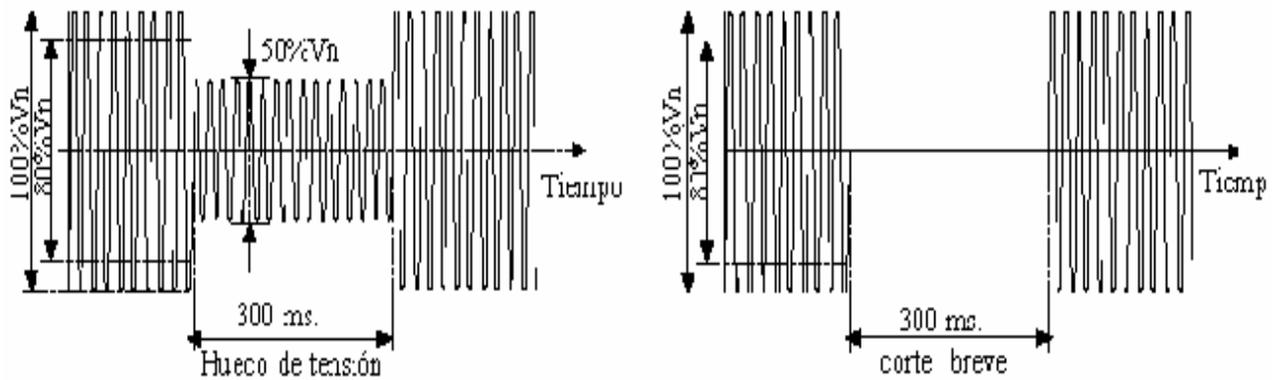


Figura 1.1 Hueco de tensión y corte breve

Causas que los originan

Las causas más típicas de los huecos y cortes de tensión son las fallas en la red eléctrica o en las instalaciones de los clientes. Las corrientes de cortocircuito que se originan en una falla producen la caída de la tensión en una o más fases durante el tiempo que aquélla permanece. Esta caída de tensión se manifiesta en toda la red, pero su magnitud será mayor, a medida que la proximidad a la falla sea mayor.

El origen de las fallas puede ser:

- Interior al sistema eléctrico: fallos de aislamiento, falsas maniobras, etc.
- Exterior al sistema: descargas atmosféricas, excavadoras, etc. Por ello, los huecos y cortes de tensión tienen un carácter fundamentalmente aleatorio. No es posible su eliminación total, ni tampoco reducirlos a partir de un cierto límite.

[Volver](#)

1.4 Impulsos de tensión

Un impulso de tensión es una variación brusca del valor instantáneo de la amplitud de la tensión. Puede llegar a ser varias veces superior al valor nominal de ésta y su duración oscila entre algunos microsegundos y diez milisegundos, lo que equivale a medio ciclo de la onda sinusoidal.

Por su amplitud y duración, los impulsos de tensión tienen que ser analizados a partir de valores instantáneos de la amplitud de la onda de tensión y no mediante valores

promediados, que son los que habitualmente se utilizan para medir otro tipo de perturbaciones que afectan a la amplitud de la onda [5].

Los impulsos de tensión suelen aparecer de forma esporádica, pero es posible también que se repitan a lo largo del tiempo. Pueden manifestarse en cualquier punto de la red. A partir de éste, tienden a desplazarse a lo largo de la misma con la velocidad de propagación de una onda en un medio conductor. Por ello, en la práctica, suele considerarse que aparecen en todos los puntos de dicha red en el mismo instante en el que es generado, aunque con parámetros diferentes, especialmente en lo que se refiere al valor de pico y, por tanto, a su energía asociada, que disminuye cuanto más se aleja del punto de generación. En consecuencia, es posible que ciertos impulsos generados en líneas de alta tensión se propaguen por ellas, se transmitan a través del acoplamiento inductivo de los transformadores y aparezcan, atenuados, en las líneas de tensiones más bajas.

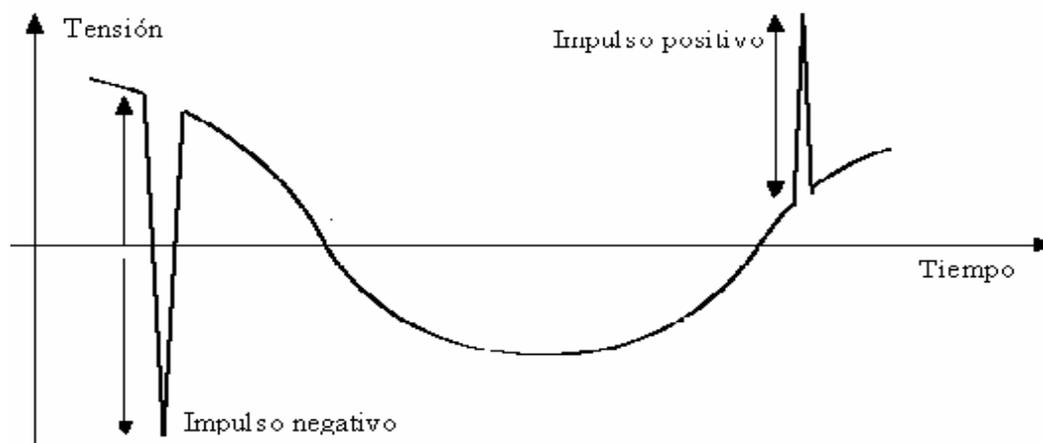


Figura 1.2 Impulsos de tensión positivo y negativo

En función del instante de la evolución de la onda de tensión en el que se producen (ver Figura 1.2), pueden ser clasificados en:

- Positivos.
- Negativos.

Los efectos de unos y otros son equivalentes. En función de su forma pueden ser clasificados en:

- Simples. Presentan un frente de subida y un frente de bajada, a partir del cual, sin oscilaciones posteriores, la tensión vuelve a su valor normal (ver Figura 1.3).

- Complejos .Se caracterizan por un frente de subida, seguido de oscilaciones que van amortiguándose en un determinado periodo de tiempo (ver Figura 1.4)

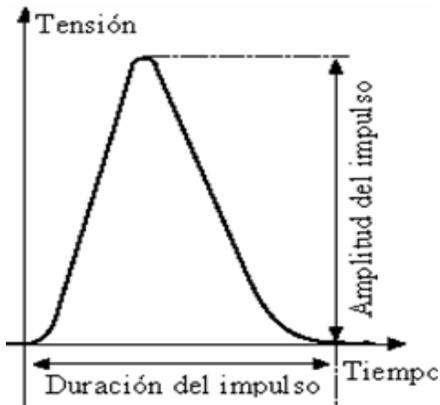


Figura 1.3 Ejemplo de impulso simple

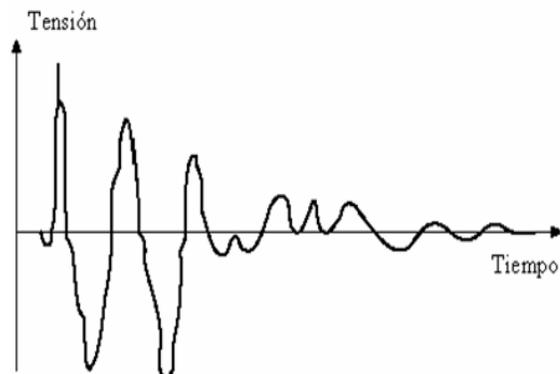


Figura 1.4 Ejemplo de impulso complejo

Parámetros característicos

Los parámetros que caracterizan un impulso de tensión son los siguientes:

- Tiempo de subida. Intervalo de tiempo existente entre el 10% y el 90% de la amplitud máxima del impulso. Es del orden de microsegundos.
- Tiempo de bajada .Intervalo existente entre el punto de amplitud máxima del impulso y un valor determinado de su decrecimiento, normalmente el 50%. Es también del orden de microsegundos.
- Duración .Diferencia absoluta entre los instantes de inicio y final del impulso. Como antes se ha señalado, oscila entre varios microsegundos y algunos milisegundos.
- Valor de pico .Amplitud máxima del impulso. Su orden de magnitud es de 1 a 5 veces el valor nominal de la tensión.
- Energía .Capacidad de disipación de potencia del impulso sobre una impedancia dada. Depende de la duración y del valor de pico.
- Frecuencia de oscilación. Frecuencia asociada a la oscilación amortiguada de un impulso de forma compleja. Se sitúa por encima de 1 kHz.

En la Tabla 1.1 se recogen los impulsos de tensión más habituales en las redes de distribución de alta y baja tensión y los valores de referencia de sus principales parámetros que son medibles.

Tabla 1.1 Caracterización cuantitativa de los impulsos de tensión

Nivel de tensión Causa	Duración	Frecuencia de oscilación	Valor de pico
Alta (1 kV < V < 36 kV)			
Actuación elementos de corte	t > 100 µseg	f < 10 kHz	(*)
Transferidas de un nivel superior de tensión	t > 100 µseg	10 kHz < f < 1 MHz	(*)
Descarga atmosférica	1 µseg < t < 100 µseg	10 kHz < f < 1 MHz	(*)
Baja (< 1 kV)			
Actuación elementos de corte	t > 100 µseg	f < 10 kHz	V _p < 1 kV
Transferidas de un nivel superior de tensión	t > 100 µseg	f < 10 kHz	V _p < 1 kV
Descarga atmosférica	1 µseg < t < 100 µseg	10 kHz < f < 1 MHz	V _p < 5 kV
Reencendido	1 µseg < t < 100 µseg	10 kHz < f < 1 MHz	V _p < 5 kV

Fuentes de generación de impulsos exteriores al sistema eléctrico:

La fuente principal es la descarga atmosférica o rayo. Puede provocar impulsos, básicamente:

- Por el impacto directo del rayo en la red eléctrica.
- Por la inducción producida por la descarga a tierra de un rayo en las proximidades de la red eléctrica.

Fuentes de generación de impulsos interiores del sistema eléctrico:

Existen elementos en la red eléctrica y en los receptores conectados a ella que pueden generar impulsos de tensión. Las fuentes más habituales son:

- Actuación de un elemento de corte (operación de conexión o desconexión). El impulso de tensión se produce como consecuencia de un cambio brusco de la intensidad que circula por la red derivado de la conexión o desconexión de cargas. En los casos de desconexión, se pueden generar impulsos de forma

compleja cuando en el elemento de corte se producen “reigniciones” en la extinción del arco eléctrico. Por ejemplo, se producen impulsos en la:

- Conexión (“energización”) y desconexión de líneas eléctricas mediante seccionadores o interruptores. El impulso es atribuible a la existencia de las inductancias equivalentes de las líneas eléctricas.
- Conexión y desconexión de transformadores .El impulso de tensión se produce como resultado de la existencia de un núcleo magnético.
- Conexión de baterías de condensadores. Se utilizan habitualmente para regular la tensión en las redes eléctricas, corregir el factor de potencia, etc. Su “energización” ocasiona impulsos de tensión a consecuencia de las características transitorias de la carga de un condensador.
- Conexión y desconexión de cargas. Ciertos receptores incluidos electrodomésticos tales como motores, lámparas de descarga, etc. pueden generar impulsos de tensión a causa de sus características técnicas.

Los parámetros de los impulsos de tensión generados por cada una de estas fuentes son característicos, de modo que es posible asociar la forma del impulso a su fuente de origen. En general, tienen una energía superior a los de tipo rayo, ya que, aunque su valor de tensión de pico es menor, su duración suele ser mayor.

[Volver](#)

1.5 Distorsión armónica

Se dice que existe distorsión armónica cuando la onda sinusoidal, prácticamente pura, que generan las fuentes de generación eléctrica sufre deformaciones en las redes de alimentación a los usuarios. Para cuantificar el grado de deformación de una onda de tensión o de intensidad que no es sinusoidal pura aunque sí periódica, con 50 Hz de frecuencia, se recurre a su análisis frecuencial. Este se lleva a cabo normalmente mediante la transformada rápida de Fourier, un algoritmo de cálculo que nos proporciona los contenidos de las diferentes ondas sinusoidales puras que componen la onda deformada. Estos contenidos se refieren a:

- La componente fundamental de la onda (50 Hz de frecuencia).

- Las componentes de frecuencias armónicas (múltiplos de 50 Hz), que reciben la denominación de armónicos de tensión o de intensidad. Su presencia debe limitarse.

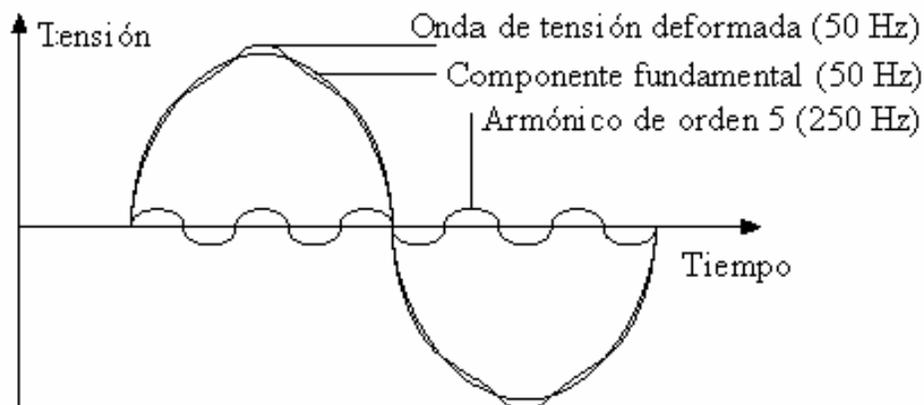


Figura 1.5 Onda de tensión deformada y sus componentes.

Así mismo, aparecen en las redes otras componentes de la onda de tensión que se denominan íterarmónicos, cuyas frecuencias no son múltiplos enteros de la fundamental. Estos íter armónicos se presentan tanto a unas ciertas frecuencias como en forma de espectro de banda ancha. Son de poca importancia, por lo que generalmente no se les tiene en cuenta [5].

A los armónicos se les designa normalmente por su orden, un número que resulta de la relación existente entre su propia frecuencia y la de la componente fundamental.

En la Figura 1.5 se representa una onda de tensión de 50 Hz deformada que contiene únicamente:

- Componente fundamental.
- Armónico de orden 5

Los contenidos o tasas de los diferentes armónicos de tensión que constituyen una onda deformada se expresan en forma de porcentaje respecto a la componente fundamental, de acuerdo con la siguiente relación:

$$U_n (\%) = 100 \frac{U_n}{U_1} \quad (1.1)$$

En esta expresión (1.1)

U_n : amplitud del armónico de tensión de orden n

U_1 : amplitud de la componente fundamental de la onda de tensión

[Volver](#)

1.5.1 Valores de referencia

En relación con los armónicos, se han definido tasas que no deben ser sobrepasadas, en el tiempo, en un determinado porcentaje:

- Tanto la normativa internacional como la española establecen unas tasas para cada armónico cuya probabilidad de no ser sobrepasadas ha de ser, como mínimo, del 95%.
- También se ha establecido una tasa de distorsión total que tiene en cuenta simultáneamente todos los armónicos de tensión existentes. La probabilidad de que no sea sobrepasada en el tiempo ha de ser también, como mínimo, del 95%.

La tasa de armónicos o por ciento de armónicos, expresa la magnitud de cada armónico con respecto a la fundamental.

La distorsión total armónica (THD), cuantifica el efecto térmico de todos los armónicos. La CIGRE propone la siguiente expresión para el cálculo de esta magnitud:

$$\text{THD} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{n=\infty} Y_n^2}}{Y_1} \quad (1.2)$$

Donde:

Y_n : Magnitud del armónico.

Y_1 : Magnitud de la onda de frecuencia fundamental.

El conjunto de las tasas mencionadas constituye el nivel de compatibilidad electromagnética (nivel de CEM) para distorsión armónica. Existen niveles de CEM para las redes de alta, media y baja tensión. Estos niveles de CEM son valores de referencia, definidos para conseguir una coordinación entre equipos perturbadores y equipos

susceptibles, que se supone cubre el 95% de los casos posibles, tanto desde el punto de vista del tiempo, como del espacio.

A fin de asegurar que los niveles de CEM fijados para las redes no sean superados por los suministros a usuarios que poseen equipos perturbadores, las empresas eléctricas establecen límites para las tasas de cada armónico que puede generarse y para la tasa de distorsión total. El conjunto de estas tasas constituye el límite de emisión para la distorsión armónica, cuyos valores están normalmente por debajo del nivel de CEM del que se trata [6].

La propagación de los armónicos en un sistema eléctrico se produce desde el nivel de tensión en el que han sido generados, a todos los demás, tanto superiores como inferiores. Por ello, antes de aceptar la conexión a la red de nuevos suministros a usuarios que poseen equipos perturbadores, las empresas eléctricas hacen una evaluación para comprobar que la emisión a la red de la nueva perturbación respeta los límites permitidos.

Niveles de referencia

Los niveles de referencia fijados para distorsión armónica es decir, los valores a los que pueden estar sometidos aparatos, dispositivos y demás elementos de un sistema eléctrico sin sufrir alteraciones en su funcionamiento son los niveles de Componente Electromagnético (CEM) para alta, media y baja tensión que se señalan en la Tabla del anexo # 1.

A partir de estos niveles de CEM, se establecen los límites de emisión para las tasas porcentuales de cada uno de los armónicos que puede aparecer en las instalaciones de los usuarios [13].

- En alta tensión, los que no superen el 90% del correspondiente nivel de CEM.
- En media tensión, están situados entre el 60% y el 80% para los armónicos característicos, es decir, los de orden 5, 7, 11, 13,...,etc.

En baja tensión, la limitación de los armónicos se establece de forma individual en los propios receptores, que deben estar fabricados de acuerdo con la norma IEC 1000-3-2 (EN 61000-3-2).

[*Volver*](#)

I.5.2 Frecuencia de los Armónicos

Las frecuencias de los armónicos que más problemas generan en el flujo de potencia, son aquellas que son múltiplos enteros de la fundamental como son: 120, 180, 240, 300 y 360 ciclos/segundos y las que siguen. Obsérvese que la frecuencia del sistema es la primer armónica.

En contraste las frecuencias no armónicas, por ejemplo 217 ciclos/segundo, generalmente son generadas e inyectadas al sistema de transmisión y distribución con algún objetivo especial. Estos casos son producidos deliberadamente o en algunos casos inadvertidamente.

Es más difícil detectar una armónica que no es múltiplo de la frecuencia fundamental, porque no altera la longitud de onda de la misma manera, esto significa que no se ve un cambio estable en el osciloscopio cuando se estudia la onda, sin embargo, una vez que se detecta es mucho más fácil identificar su origen [8].

[*Volver*](#)

I.5.3 Principales perturbaciones causadas por armónicos de corriente y voltaje.

Los armónicos de corriente y voltajes sobrepuestos a la onda fundamental tienen efectos combinados sobre los equipos y dispositivos conectados a las redes de distribución.

Para detectar los posibles problemas de armónicos que pueden existir en las redes e instalaciones es necesario utilizar equipos de medida de verdadero valor eficaz, ya que los equipos de valor promedio sólo proporcionan medidas correctas en el caso de que las ondas sean perfectamente sinusoidales. En el caso en que la onda sea distorsionada, las medidas pueden estar hasta un 40 % por debajo del verdadero valor eficaz.

El efecto principal causado por los armónicos consiste en la aparición de voltajes no sinusoidales en diferentes puntos del sistema. Ellos son producidos por la circulación de corrientes distorsionadas a través de las líneas. La circulación de estas corrientes provoca caídas de voltaje deformadas que hacen que a los nodos del sistema no lleguen voltajes puramente sinusoidales. Mientras mayores sean las corrientes

armónicas circulantes a través de los alimentadores de un sistema eléctrico de potencia, más distorsionadas serán los voltajes en los nodos del circuito y más agudos los problemas que pueden presentarse por esta causa.

Los voltajes no sinusoidales son causantes de numerosos efectos que perjudican los equipos conectados al sistema. Entre estos efectos se pueden mencionar la reducción de la vida útil del equipamiento de potencia así como la degradación de su eficiencia y funcionamiento en general.

Los efectos perjudiciales de estos armónicos dependen del tipo de carga encontrada, e incluye:

- Efectos instantáneos.
- Efectos a largo plazo debido al calentamiento.

Efectos instantáneos: Armónicos de voltajes pueden distorsionar los controles usados en los sistemas electrónicos. Ellos pueden por ejemplo afectar las condiciones de conmutación de los tiristores por el desplazamiento del cruce por cero de la onda de voltaje.

Los armónicos pueden causar errores adicionales en los discos de inducción de los metros contadores. Por ejemplo, el error de un metro clase 2 será incrementado un 0.3 %, en presencia de una onda de tensión y corriente con una tasa del 5 % para el 5º armónico.

Las fuerzas electrodinámicas producidas por las corrientes instantáneas asociadas con las corrientes armónicas causan vibraciones y ruido, especialmente en equipos electromagnéticos (transformadores, reactores, entre otros).

Torques mecánicos pulsantes, debido a campos de armónicos rotatorios pueden producir vibraciones en máquinas rotatorias.

Disturbancias son observadas cuando las líneas de comunicación y control son distribuidas a lo largo de líneas de distribución eléctrica que conducen corrientes distorsionadas. Parámetros que deben tenerse en cuenta incluyen: la longitud que se encuentran dichas líneas en paralelo, las distancias entre los dos circuitos y las frecuencias armónicas (el acoplamiento aumenta con la frecuencia).

Los armónicos son causantes de numerosos problemas de operación en los sistemas de protección. Entre ellos esta la operación incorrecta de fusibles, de interruptores (breakers) y equipos y/o sistemas digitales de protección.

Para el caso de equipos protegidos contra sobrevoltajes cuyos sistemas de protección también estén diseñados para operar con voltajes sinusoidales, estos pueden operar incorrectamente ante la aparición de formas de onda no sinusoidales. Esta operación incorrecta puede ir desde la sobreprotección del equipo hasta la desprotección del mismo por la no operación ante una forma de onda que podría dañarlo de forma severa. El caso típico se presenta ante formas de onda que presentan picos agudos. Si el dispositivo de medición esta diseñado para responder ante valores *rms* de la forma de onda, entonces estos cambios abruptos pudieran pasar sin ser detectados y conllevarían a la desprotección del equipo ante aquellos picos agudos dañinos, que no provoquen un aumento notable de la magnitud medio cuadrática sensada. También pudiera ocurrir el caso contrario, el disparo ante valores no dañinos para el equipo protegido. En estos casos el ajuste de la protección deberá depender de las características de la forma de onda: voltajes pico y *rms*, tiempo de crecimiento de la onda, entre otros. Las protecciones convencionales no tienen en cuenta todos estos parámetros y lo que toman como base del proceso de protección, lo hacen sobre la suposición de que la forma de onda es puramente sinusoidal lo cual puede ser aceptado para algunas formas de onda pero incorrecto para otras que pueden ser dañinas [6].

Efectos a largo plazo: El principal efecto a largo plazo de los armónicos es el calentamiento.

Calentamiento de capacitores:

Las pérdidas causadas por calentamiento son debidas a dos fenómenos: conducción e histéresis en el dieléctrico. Como una primera aproximación, ellas son proporcionales al cuadrado del voltaje aplicado para conducción y a la frecuencia para histéresis. Los capacitores son por consiguiente sensibles a sobrecargas, tanto debido a un excesivo voltaje a la frecuencia fundamental o a la presencia de tensiones armónicas.

Estas pérdidas son definidas por el ángulo de pérdida (δ) del capacitor cuya tangente es la razón entre las pérdidas y la energía reactiva producida, esto se representa en la Fig. 1.5.

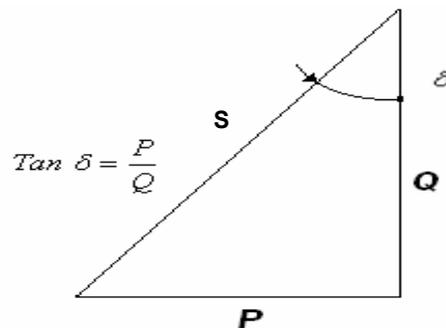


Figura 1.5. Triángulo relacionado con la potencia del capacitor, (P), (Q), (S)).

Valores de alrededor de 10^{-4} de la fundamental pueden ser citados para $\tan \delta$ (1,2). El calor producido puede conducir a un rompimiento dieléctrico.

Calentamiento debido a pérdidas adicionales en máquinas y transformadores:

Pérdidas adicionales en el estator (cobre y hierro) y principalmente en el rotor (devanado de amortiguamiento, y circuito magnético) de máquinas causadas por la diferencia considerable en velocidad entre el campo rotatorio inducido por los armónicos y el rotor.

En los transformadores existirán pérdidas suplementarias debido al efecto pelicular, el cual provoca un incremento de la resistencia del conductor con la frecuencia, también habrá un incremento de las pérdidas por histéresis y las corrientes de Eddy o Foucault (en el circuito magnético).

Calentamiento de cables y equipos:

Las pérdidas son incrementadas en cables que conducen corrientes armónicas, lo que incrementa la temperatura en los mismos. Las causas de las pérdidas adicionales incluyen:

- Un incremento en la resistencia aparente del conductor con la frecuencia, debido al efecto pelicular.

- Un aumento del valor eficaz de la corriente para una misma potencia activa consumida.
- Un incremento de las pérdidas dieléctricas en el aislamiento con la frecuencia, si el cable es sometido a distorsiones de tensión no despreciables.
- El fenómeno relacionado con la proximidad, de envolventes, de pantallas (conductores revestidos) puestas a tierra en ambos extremos, entre otros.

De forma general todos los equipos (cuadros eléctricos) sometidos a tensiones o atravesados por corrientes armónicas, sufren más pérdidas y deberán ser objeto de una eventual disminución de clase. Por ejemplo, una celda de alimentación de un condensador se dimensiona para una intensidad igual a 1.3 veces la corriente reactiva de compensación. Este sobredimensionamiento no tiene en cuenta sin embargo el aumento del calentamiento debido al efecto pelicular en los conductores.

Muchas de las anomalías que ocasiona la circulación de corrientes de frecuencias que no son propiamente del sistema, a través de él y de los equipos conectados, causando en ocasiones problemas de operación, tanto a la empresa suministradora como al usuario, se deben a las siguientes razones:

1. Las frecuencias del flujo de potencia de tensiones y corrientes sobrepuestas a las ondas de flujo de 50 ó 60 ciclos, originan altas tensiones, esfuerzos en los aislamientos, esfuerzos térmicos que incrementan las pérdidas eléctricas.
2. Muchos aparatos eléctricos son diseñados para aceptar y operar correctamente en potencia de 50 ó 60 ciclos, pero no responden bien a cantidades significantes de potencia a diferentes frecuencias. Esto puede causar ruido en el equipo eléctrico, problemas mecánicos y en el peor de los casos falla del equipo.
3. Los armónicos generados en un sistema eléctrico pueden crear niveles altos de ruido eléctrico que interfieran con las líneas telefónicas cercanas.
4. La presencia de frecuencias diferentes a la nominal en la tensión y en la corriente, regularmente no son detectables por un monitoreo normal, por mediciones o por el equipo de control; por lo que su presencia no se nota. Por ejemplo los medidores residenciales monofásicos no detectan frecuencias mucho más arriba de 6 ciclos. Frecuentemente la primera indicación de la presencia

significativa de armónicos es cuando causan problemas de operación o fallas del equipo.

La tabla perteneciente al Anexo # 2, muestra también algunos efectos dañinos que ocasionan los armónicos sobre los elementos eléctricos.

[Volver](#)

I.5.4 Métodos para evaluar la distorsión armónica

El método más usado para medir la distorsión armónica en un sistema de potencia es la distorsión total armónica (THD), este puede ser calculado por la corriente o para la tensión, dependiendo de donde se quiera medir la distorsión. Hay al menos otros dos índices usados en el análisis armónico, generalmente aplicables a circunstancias especiales. Esto incluye el factor de influencia telefónica, que compara el contenido armónico en relación al sistema telefónico, el otro índice es el factor K que es útil para estimar el impacto de las armónicas en las pérdidas eléctricas. Sin embargo, en la mayoría de los casos donde las armónicas son estudiadas en un sistema de potencia para identificar su fuente o diseñar como deshacerse de ellas, el índice de distorsión más apropiada es el THD, medido por separado para la tensión y para la corriente.

La adquisición de datos de una forma periódica (cada 30 min) durante un intervalo de tiempo amplio y el análisis posterior de estos registros, de forma diaria y semanal, para cada orden de armónico y para THD, puede utilizarse como metodología para este tipo de estudios.

En algunos circuitos, una semana de medición puede tomarse como representativa, siempre y cuando la curva de carga sea aproximadamente constante durante el mes.

Debido a la influencia que pueden presentar los transformadores de medida en cuanto a saturación, es necesario establecer la frecuencia límite de estudio. En se hace referencia a que los transformadores de corriente son confiables en mediciones en el rango de 60 a 1500 Hz, es decir, los primeros 25 armónicos. La amplitud de la respuesta de frecuencia es constante dentro de este rango, y el ángulo de fase entre la onda de entrada y de salida es despreciable.

[Volver](#)

I.5.5 Métodos para analizar armónicos

Existe una gran variedad de métodos analíticos usados para estudiar los armónicos y evaluar las soluciones de su problemática. Todos los métodos de análisis de armónicos emplean aproximaciones, linealizaciones de uno u otro tipo, presentando ventajas y desventajas, ninguno de ellos es el mejor en todas las situaciones. Ocasionalmente, dos o más métodos nos darán ligeras diferencias en los resultados cuando se usan para estudiar el mismo problema, en muy raras ocasiones pueden tenerse recomendaciones contradictorias de cómo reducir los armónicos. En general, estos métodos pueden agruparse en cuatro principales categorías [6].

Método de frecuencia. El estudio del comportamiento de los armónicos de un circuito, un aparato eléctrico o de una parte del sistema ante una serie de pasos de frecuencias discretas, en cada paso se usa un modelo apropiado dependiente de la frecuencia para la parte que se analiza. En este análisis se pueden escoger los armónicos de frecuencia 60, 120, 180, 240, 300 etc., ciclos/seg. Este método es el más apropiado para análisis de condiciones posibles de resonancia y para análisis de diseño de filtros.

Desafortunadamente el método de las frecuencias, con frecuencia falla en el diagnóstico de los problemas de los armónicos, por diferentes razones, entre ellas tenemos: El flujo armónico y el flujo de frecuencia fundamental son aditivos, esta superposición puede causar saturación y otros problemas con cargas no lineales. El método de la frecuencia parece ser el mejor para identificar los armónicos que pueden causar problemas en circuitos y diferentes sistemas donde pueden existir problemas de resonancia.

Análisis linealizados. Usualmente se aplican las técnicas de inyección de corriente, se utilizan para estudiar fuentes armónicas compuestas de varias ondas cuadradas, los equipos y circuitos deben ser representados como conjuntos de elementos lineales conectados en serie y en paralelo, o al menos lineales con cada rango de frecuencia.

Las ventajas de este método son su relativa simplicidad, su buena representación de porque y como las armónicas son creadas y como se propagan. Modelos de este tipo son frecuentemente contruidos, después de que la naturaleza general de los armónicos en un sitio en particular son conocidas, como un modelo para estudio del comportamiento y propagación de los armónicos de una manera más detallada.

El ATP es la mejor herramienta para hacer análisis de problemas severos, su aproximación es muy buena y presenta una buena habilidad para realizar interacciones complejas de energía y equipo. Es el método preferido para evaluar los transitorios originados por armónicos como los causados por las corrientes de inrush originados por los transformadores.

Método Wavelet.- Utiliza técnicas analíticas basadas en la teoría wavelet como análisis en el dominio de la frecuencia. Esta teoría utiliza análisis tanto en el dominio de la frecuencia como en el tiempo.

Se recomienda aplicar dos o los tres métodos discutidos anteriormente para evaluar los problemas de armónicos, tal vez los resultados serán diferentes, pero esto identifica los límites del conocimiento acerca del problema que se analiza y que se tiene un rango amplio de posibles soluciones que deben ser exploradas.

[Volver](#)

I.6 Sistemas de puesta a tierra

Un sistema de P.A.T. puede basarse en un pozo o en varios unidos, en este caso hablamos de una malla. En la costa, en la mayoría de puestos a tierra, se construye fácilmente pozos verticales de dos a tres metros de profundidad. En las zonas altas (3,000 a 4,000 ó más metros) es habitual construir pozos horizontales con menor profundidad pero mayor extensión horizontal. Estos últimos son realizados con conductores flexibles y/o con platinas de Cu en diferentes longitudes y arreglos, tienen la ventaja de no sólo dispensar corrientes indeseables sino también de controlar

gradientes peligrosas en un sistema eléctrico. Cuando se trata de obtener una baja resistencia de puesta a tierra se diseña una malla, es decir un arreglo de dos o más pozos. Cuando son tres o más pozos, el arreglo más conveniente para un máximo aprovechamiento es una figura geométrica (triángulos, cuadrados, etc.); si no existe esa posibilidad, por limitaciones del terreno, el arreglo de la malla se hace simplemente lineal. La distancia entre los pozos verticales enmallados debe ser el doble de la longitud del electrodo, es así que para dos pozos con varillas estándar de 2.40 metros se estima una distancia de cinco metros.

Como estamos apreciando, se trata de obtener una baja resistencia o alta conductividad en el terreno que rodea al electrodo que hemos instalado. Para medir esta resistencia se utiliza un instrumento denominado TELURÓMETRO. El método más difundido por su eficacia y exactitud es el denominado Método del Potencial, que emplea tres electrodos. Uno de los tres electrodos es el correspondiente al pozo de puesta a tierra (E o G). Los otros dos deben ser clavados en el terreno. Los manuales de los telurómetros nos indican que las distancias razonables son d y $2d$, la primera es para clavar el electrodo de potencial (P) y la segunda para el electrodo de corriente (C). La longitud d es igual a dos veces la del electrodo de un pozo individual o a la longitud de un arreglo lineal. En el caso de un arreglo geométrico se aplica una fórmula que es función del área de la figura geométrica construida. En todos los casos se puede efectuar una sola medición o tomar muestras a distancias escalonadas para hallar el valor promedio. En los lugares en que el piso está cubierto de cemento o concreto (patios, sótanos, etc.), se sugiere construir puntos de medición, tratando de hacerlos con los criterios del párrafo anterior y dándoseles un acabado que permita su utilización en cualquier momento. Un telurómetro comúnmente opera inyectando una corriente con frecuencia de 500 Hz por el electrodo C y registrando la caída de tensión o potencial en el electrodo P. Internamente, en virtud de la Ley de Ohm, se halla la resistencia alrededor del electrodo de P.A.T. (E).

Es necesario hacer una especie de "historia técnica" del sistema de puesta a tierra, basada en datos de su construcción, así como de mediciones periódicas. Según la geografía y el terreno específico, se debe implementar un plan de mantenimiento. Puede ser requerida una irrigación, o la adición periódica de sales electrolíticas y/o

higroscópicas.

También se debe medir la continuidad entre la puesta a tierra y los puntos importantes que se están protegiendo, porque puede haberse producido una desconexión accidental o una ampliación no supervisada de la red. Cabe reiterar que cada caso tiene singularidades que deben tenerse en cuenta. Como habrá podido apreciar el lector, este tema tiene una gran amplitud y merece otras contribuciones que enfatizen, por ejemplo, sobre el tratamiento del riesgo eléctrico, los pararrayos, la tierra como referencia de señales, los métodos y equipos de medición de la resistividad de los terrenos, las puestas a tierra de área extensa o de gran profundidad.

La Tierra (SPT) es la parte del sistema eléctrico, cuya finalidad es proveer un plano equipotencial de referencia para los equipos durante la operación normal y un medio para disipar en el suelo la energía durante la ocurrencia de una falla, así como evitar la presencia de voltajes peligrosos en las estructuras y por tanto es un medio esencial para que la operación de las protecciones (fusibles, interruptores automáticos u otras protecciones especiales) ocurra en el momento y con la rapidez apropiada, primero para evitar la muerte de operadores o usuarios de la instalación y segundo para evitar la falla de los equipos que se alimentan del sistema eléctrico [2].

[*Volver*](#)

I.7 Descripción de la Batería Moa.

La batería de grupos electrógenos diesel (GED) del municipio Moa, fue construida entre noviembre del 2005 y enero del año 2006 en que se pone en funcionamiento. La misma fue creada con el fin de generar electricidad según el Programa de la Revolución Energética. Esta instalación ocupa un área de 9450 m², está ubicada al sur de la carretera Moa –Sagua de Tánamo, a 1.5 km del poblado Los Pinos de Centeno. Limita al este con la Subestación de 110 kV, al sur con una zona despoblada conocida como barrio Nengón, y al oeste con un afluente del río Cabaña.

Esta instalación está compuesta por:

- Estación de combustible

- Motores de Combustión Interna Diesel
- Generadores Eléctricos y Transformadores

En su proceso tecnológico intervienen una Estación de Combustible con 5 tanques para la recepción del diesel, ubicados a 2 m de altura, de capacidad 100 m³ cada uno, de los cuales se utiliza 1 para las operaciones y los 4 restantes se encargan de almacenar el combustible, el cual llega a la Batería de GED por medio de carros cisternas, este es succionado de la paila por una bomba de recepción de 60 m³/h a una presión de 2.5 bar, pasando por un filtro (estos tienen un manómetro antes y después de ellos para medir la diferencia de presión y para determinar el grado de suciedad).

Este combustible llega con una presión de 0 a 0.15 atm a la succión de la bomba eléctrica (y una bomba manual para caso de avería) que se encuentran en cada una de las ocho unidades generadoras, las mismas tienen un sistema automático para cuando el nivel de estos tanques está al 40% de su capacidad, arranquen automáticamente pasando el combustible a un filtro y luego a cada motor de combustión interna diesel.

En los 8 Motores de Combustión Interna (MCI) se quema el combustible a través de los procesos del ciclo de trabajo de los MCI: admisión, compresión, explosión o fuerza y escape, el combustible (diesel) que se quema se convierte en energía mecánica útil, para generar una potencia de 1990kW. Estos motores diesel son estacionarios, de cuatro tiempos, con 16 cilindros. Poseen un sistema de enfriamiento con aire y con líquido refrigerante. La refrigeración directa con aire se emplea en motores Diesel con potencias de hasta 200 kW y la cantidad de aire de refrigeración ronda los 70 m³ / kWh. Tienen además un sistema de regulación: que controla el motor, vigila los estado operativos, la velocidad de rotación (en dependencia del estado operativo), y visualiza los estados de funcionamiento erróneos (códigos de fallo), además de tener un sistema de inducción o aspiración que suministra aire limpio al motor a la temperatura y cantidad correcta, cuenta también con un sistema de lubricación que reduce la fricción entre las partes móviles del motor, y un sistema para el combustible que lo regula y transporta en tiempo y con suficiente presión a la cámara de combustible de cada cilindro. Además cuenta con una Unidad de Control del Motor (ECU) en el Sistema de Gestión del Motor (MDEC), que garantiza la operatividad y protege al motor.

La transformación de la energía mecánica a eléctrica ocurre en los 8 generadores que componen la Batería, los cuales son sincrónicos, trifásicos, tetrapolares, con una potencia activa al 75% de 1,416 MW y máxima de 1,888 MW. El rotor de cada una de estas máquinas está directamente acoplado al eje de los MCI, por lo que gira a la misma velocidad que estos, es decir, a 1800 r.p.m.

Tiene un sistema de enfriamiento por aire, además de tener un sistema autoexcitado que mantiene una excitación constante en dependencia de la demanda de la carga. Están asegurados por 30 protecciones que garantizan la seguridad de estos.

Una vez garantizado la velocidad sincrónica y teniendo como referencia el voltaje, frecuencia, y la secuencia de fase, los generadores se sincronizan (presentan dos modos de sincronización en paralelo o en isla) cerrando los interruptores que los enlazan a los transformadores de 0,48/13,8kV.

Los 8 transformadores son los encargados de elevar la tensión de 0,48 kV a 13,8 kV, con una potencia de 2,5 MVA, alimentan a través de un sistema trifásico de barras 8 paneles (K02 a K09), que se encuentran dentro de un Contenedor de Media Tensión de 13,8 kV.

Los interruptores que están en estos paneles son los que enlazan con la barra totalizadora y esta posee un interruptor totalizador el cual enlaza con el transformador de fuerza.

El transformador de fuerza de 20 MVA, es el encargado de elevar la tensión de 13,8 kV a 34,5 kV. Además se encarga de conectar la Batería a la subestación de 110 kV que alimenta la red de distribución del municipio Moa. También se alimenta de este un transformador reductor para el Uso de Planta de 13,8/0,48kV, con una potencia de 0,25 MVA., y dos transformadores de 7.62/0,22 kV, con una potencia de 37,5 kVA cada uno, que alimentan el Panel General de distribución (PGD), el alumbrado, los equipos de comunicación, las maquinas centrífugas y las bombas de succión del diesel. En la figura 1.6 queda representado de forma esquemático todo el proceso tecnológico antes descrito de la instalación. Ver página siguiente.

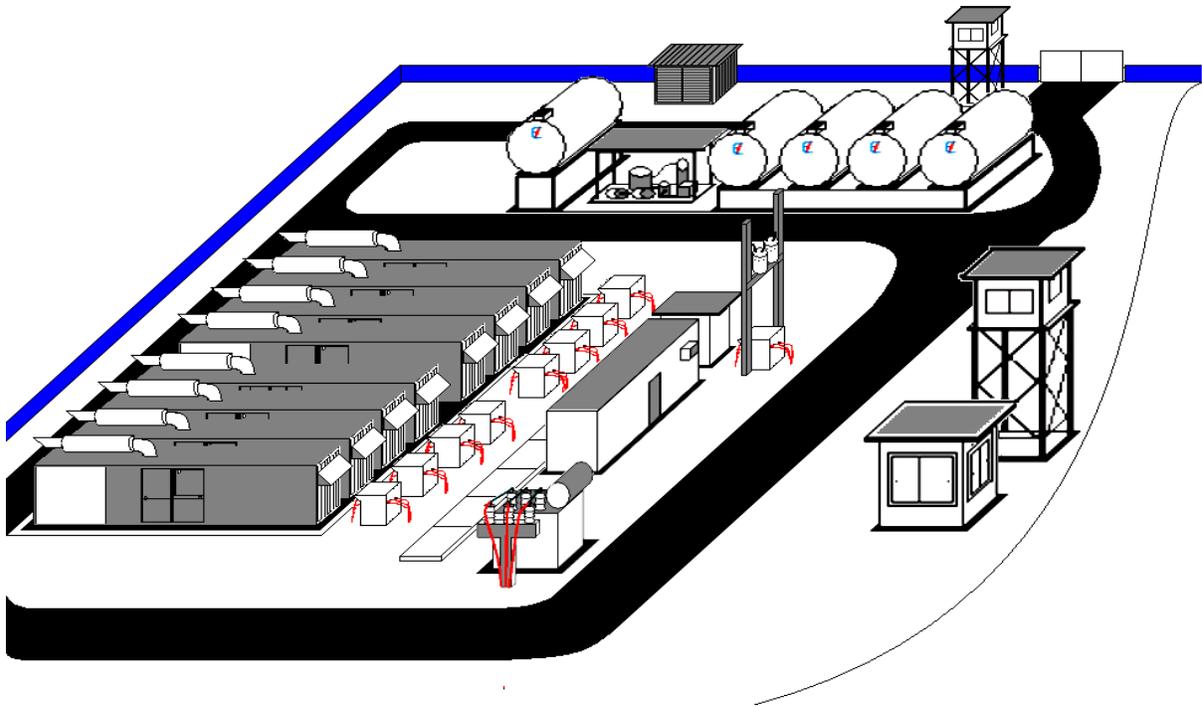


Figura 1.6 Bateria Moa

[Volver](#)

Capítulo II: Particularidades de la onda de tensión en la Batería Moa.

II.1 Introducción.

El siempre presente riesgo de carencia de energía eléctrica ha incrementado en gran medida el interés por instalar equipos de generación con el objeto de satisfacer las necesidades. A lo largo y ancho del país se han instalado Baterías de generación que pueden trabajar tanto en Isla como en paralelo con el SEN. Proporcionando una generación más cercana a las cargas.

Aunque se tiene conocimiento teórico de cómo se comportaría la calidad de la onda de tensión a estos niveles de Generación nuestra Instalación no presenta un estudio ni cuenta con un material de información sobre este tema por lo que en este capítulo se recogen las Particularidades del comportamiento de la calidad de la onda de tensión en la Batería Moa.

II.2 Descripción del sistema de alimentación de la batería.

En el anexo #3 se encuentra la figura correspondiente al Monolineal de la Subestación 110 kV incluyendo la Batería de los Grupos Electrónicos Diesel. La misma como analizamos en el capítulo I, está compuesta por 8 generadores con una tensión nominal de 480 V y una potencia aparente de 2360 kVA, alimentando cada uno a un transformador elevador de 480 V a 13.8 kV con una potencia de 2.5 MVA, los mismos presentan conexión estrella con neutro aterrado. El sistema de transformadores y generadores está conectado en paralelo a una barra que tiene conexión con el Sistema Electroenergético Nacional (SEN) a través de un transformador de 13.8/34.5 kV con una potencia de 20 MVA y una conexión Delta/Estrella. También tiene presente un sistema de conexión y desconexión de interruptores para su operación en Isla o cuando opera en paralelo con el SEN. La información de cómo funciona la batería en Isla o con el sistema se puede encontrar más detallada en la tesis de grado del año [2007/2008 de Yasel Alfonso Gonzáles Fuentes en el Capítulo II].

[*Volver*](#)

II.3 Estudio de los Huecos de tensión y cortes breves en la batería de Moa.

Como se analizó en el capítulo anterior el hueco de tensión, que es la reducción transitoria del voltaje entre un 10 y 90 % de su valor eficaz nominal, con duración entre medio ciclo y un minuto, representa la mayor causa de reclamos de los usuarios ante las empresas eléctricas por apartamientos transitorias de la calidad de potencia, alcanzando del 75 al 85 % del total de los reclamos.

En Moa no estamos ausentes de este problema, se sabe por apreciaciones de los efectos que provocan los huecos de tensión que están presentes en nuestro sistema. Apoyándonos del análisis de los cuatro problemas más importantes, que se han tratado en estudios anteriores realizados a sistemas con generación distribuida tales como [12]:

- Alimentación a la falla durante los recierres.
- Extensión de la duración de la falla para reducir la zona afectada.
- Posibilidad de reconexión en contra-fase.
- Conexión semi-rígida de la generación.

Se podrá estudiar el comportamiento de los huecos de tensión en la Batería de Moa. En el caso de la alimentación a la falla durante recierres en la alimentación con grupos electrógenos o baterías se tiene en cuenta si estas solo operan en caso de emergencia o situaciones excepcionales, que es con este fin que surge este tipo de Generación Distribuida (GD), con el objetivo de mantener la continuidad del servicio en grandes instalaciones, entidades y el sector residencial. En nuestro país este tipo de GD se emplea para la generación acoplado al SEN, no para reemplazar a este servicio, sino como apoyo durante los horarios pico y ante la salida por mantenimientos de alguna de las principales plantas de generación convencional, sin embargo están diseñadas para el trabajo en Isla en forma de Batería y como grupo electrógeno aislado.

Al ocurrir un déficit de generación por parte del SEN y aparecer una falla en cualquiera de los circuitos que forman el sistema de distribución del territorio, la Batería es capaz de asimilar la demanda, pero desconectan también el circuito afectado y no cumplen con la *alimentación a la falla durante los recierres*: es que al emplear generación distribuida en un sistema radial, la operación de recierre “aguas arriba” de la falla

reduce la circulación de corriente, sin eliminarla completamente ya que el grupo electrógeno de emergencia asociado a la carga específica, alimenta la falla, pudiendo perder la posibilidad de desionización de la misma dentro de la instalación, esto sucede en todos los clientes que cuentan con generación de emergencia.

Ratificando lo antes mencionado es que los grupos de emergencia van a estar programados de forma tal que cuando ocurra una falla en el sistema de alimentación principal, una vez esperado el tiempo de recierre que no supera los 300ms entrarían a funcionar.

Algo similar pasa con la *Extensión de la duración de la falla para reducir la zona afectada* que está dado con el objetivo de reducir o limitar las multas a ser pagadas por las empresas eléctricas por no cumplir con los límites impuestos por la calidad de potencia.

En este caso los grupos electrógenos de emergencia en Moa sirven a la empresa eléctrica por lo que no se tiene necesidad de extender las fallas, al contrario el sistema de protección está diseñado para detectar cualquier falla, ya sea de carácter transitorio o permanente y actuar ante la eliminación de la misma.

En el caso de conexión en contra fase no se puede analizar ya que están conectados en las mismas fases que el sistema y no se permite en esta instalación realizar pruebas de este tipo.

Conexión semi-rígida de la generación.

La principal causa de los huecos de tensión es la falla del tipo de cortocircuito, sin que sea esta la única, ya que pueden ser generados además por arranques de motores, tomas de carga, conexión de transformadores, etc.

Las características del hueco de tensión, en el caso de ser originado por fallas, dependen en profundidad de la intensidad de falla e impedancia intercalada y en duración es función de la velocidad de actuación de la protección.

Cuando el sistema posee más de una fuente de alimentación, caso que se presenta al tener generación distribuida, la intensidad de falla y por ello el hueco de tensión es variable a medida que operan las protecciones de cada fuente. Si se aplica esta idea a

un sistema con generación distribuida, frente a una falla dentro del área de los grupos siguen conectados reduciendo la posibilidad de sus salidas de servicio. Esto es válido siempre y cuando se controle de alguna manera el suministro de corriente de falla desde el generador.

Las condiciones citadas pueden lograrse mediante el empleo de una conexión de rigidez variable, entre el sistema y los grupos. Cuando el sistema se encuentra en estado de régimen continuo, la conexión debe ser rígida o sea de baja impedancia, pero frente a la presencia de una falla interna, la conexión debe transformarse en no-rígida o sea con impedancia intercalada importante para controlar el aporte de corriente a la falla y respaldar la generación.

La Figura 2.1 muestra un sistema de distribución simple, contando con un generador distribuido y un conjunto interruptor de by-pass / impedancia limitadora, denominado Z_e & CB. Al estar cerrado el interruptor, la conexión es rígida, pasando a no-rígida cuando éste se abre; la resistencia adicional controlará la corriente de cortocircuito provocada por la falla y en caso de larga duración de la falla se dispara el interruptor y saca de servicio las fuentes.

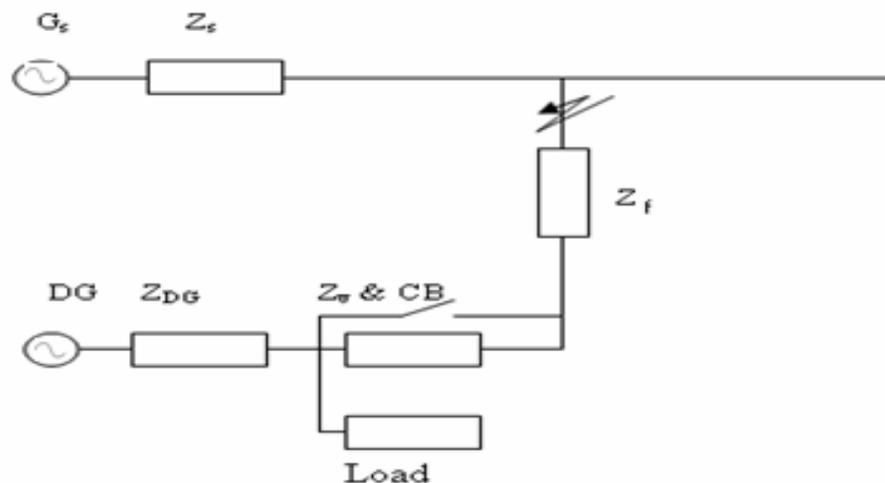


Fig. 2.1 Sistema de distribución simplificado con un generador distribuido.

Este análisis se realizó para un solo generador pero cada batería trae una resistencia variable.

Otra de las formas de protección contra Cortocircuitos exteriores al sistema de generación es cuando opera el interruptor 0190 ver el monolinial del Anexo # 3 esto ocurre generalmente cuando son fallas en el circuito de Sagua.

[Volver](#)

II.4 Estudio de impulsos de tensión.

En el capítulo I se describe que hay dos formas por las cuales pueden existir los impulsos de tensión:

Descargas atmosféricas y por presencia de elementos de cortes. En este capítulo se analiza la influencia de estos en cada uno de los aspectos antes mencionado.

Para analizar la influencia de descargas atmosféricas realizaremos un estudio del sistema de puesta a tierra comenzando desde la confección de la malla de tierra hasta la implementación.

II.4.1 Caracterización geotécnica de los materiales de la malla

1. Caracterización geotécnica de la cantera entrada a Moa.

Ubicación: Se encuentra en la izquierda de la carretera Moa-Holguín contigua a la Subestación Moa 110 kV.

Descripción del material: Rocoso de serpentinita de color azul verdoso y composición gravo-arenoso con algún contenido fino. Se clasifica como A-1-a.

- **Propiedades Físicas y de compactación.**

Propiedades Físicas promedio.

Granulometría %

Material Fino: 6

Arena: 50

Grava: 44

Peso específicos de los sólidos: kN/ m^3 : 26.2

En la tabla 2.1 y 2.2 podemos encontrar las propiedades de compactación de suelo en el área donde se confeccionará la malla extraída de la cantera de la entrada de Moa. Ya que según la contextura del terreno será la resistencia que este presentará.

Tabla 2.1 Propiedades de compactación Promedio

Energía Standard				
γ_f (kN/m ³)	$\gamma_{dm\acute{a}x}$ (kN/m ³)	W_{opt} (%)	e (-)	S (%)
21.05	18.3	15	0.43	91

Tabla 2.2 Propiedades de compactación Promedio

Energía Modificada				
γ_f (kN/m ³)	$\gamma_{dm\acute{a}x}$ (kN/m ³)	W_{opt} (%)	e (-)	S (%)
21.5	19.2	12	0.36	87

Donde:

γ_f : Peso específicos de los sólidos.

$\gamma_{dm\acute{a}x}$: Humedad Máxima de control de los sólidos.

W_{opt} : Densidad en porciento.

S: Número de compactaciones en porciento.

2. Caracterización Geotécnica del material laterítico de corte

Laterita de color Rojizo y de composición arcillo arenosa con algún contenido de gravas y perdigones de hierro.

- **Propiedades Físicas y de compactación.**

Propiedades físicas promedio

Granulometría %

Material Fino: 46

Arena: 41

Grava: 13

Límites de Atterberg (%)

Límite Líquido: 45

Límite Plástico: 21

Índice Plástico: 24

Peso específicos de los sólidos: kN/m^3 : 32

En la tabla 2.3 y 2.4 podemos encontrar las propiedades de compactación del material laterítico de corte.

Tabla 2.3 Propiedades de compactación Promedio

Energía Standard				
γ_f (kN/m^3)	$\gamma_{dm\acute{a}x}$ (kN/m^3)	W_{opt} (%)	e (-)	S (%)
22.3	17.9	24	0.78	98

Tabla 2.4 Propiedades de compactación Promedio

Energía Modificada				
γ_f (kN/m^3)	$\gamma_{dm\acute{a}x}$ (kN/m^3)	W_{opt} (%)	e (-)	S (%)
22.8	18.8	21	0.70	96

Control de compactación.

El control de la calidad de la compactación fue realizada por el personal especializado de la FNIA, mediante visitas periódicas en las se iban certificando las capa compactadas. La primera capa fue de suelo laterítico de corte y la segunda de material rocoso de la cantera de Moa.

Las densidades y humedades " in situ " fueron determinadas por el método nuclear (isótopos radioactivos) muy eficaz y de respuesta rápida. Sus resultados se ofrecen a continuación en la tabla 2.5.

Tabla 2.5 Densidades y humedades "in situ".

N/ co	# de capa	Tipo de material	$\gamma_{dm\acute{a}x}$ de control	Densidad y Humedad in situ		% de compactaciones
				W %	$\gamma_{dm\acute{a}x}$ (KN/m ³)	
1		Material		21	18.8	100
2	1	laterítico	18	22	18.9	100
3		De corte		20	18.7	100
4				22	18.9	100
5				21	18.8	100
6				12	19.2	100
7				12	19.3	100
8				11	19.1	100
9		Cantera		13	19.2	100
10		entrada		13	19.2	100
11	2	Moa	19.2	11	19.1	100
12				12	19.3	100
13				12	19.1	100
14				11	19.2	100
15				12	19.1	100

Todas las pruebas se realizaron a 300 mm de profundidad y están referidas a la energía modificada.

Para la construcción de la malla se realizaron las siguientes recomendaciones por parte del personal calificado al frente de la obra.

- Regar capas de 30cm de espesor
- Dar un pase de agua con la llave de la pipa a medio abrir y a una velocidad de 5 km/h
- Realizar un perfecto perfilado de las capas
- Compactación 10 pases de compactador vibratorio a una velocidad de 5Km/h

Medición de malla de tierra en Batería en Grupos Electrógenos (BGE).

Instrumento: Telurómetro.

Tipo de malla

La malla consta de 1 Electrodo, Grandes dimensiones y la diagonal mayor es de 206 m. la tabla 2.6 muestra las resistencias de la malla por cada capa de compactación a diferentes distancias del punto de medición y del electrodo del potencial.

Tabla 2.6 Datos de mediciones tomadas en la malla.

Distancia de electrodo de potencial al punto de medición (m)	Resistencia (Ohm)	Distancia del electrodo de Corriente al punto de medición (m)
200	0.16	1000
300	0.20	
400	0.23	
500	0.25	
600	0.27	
700	0.27	
800	0.31	

La resistencia resultante para los valores de la tabla 2.6 es de 0.27ohm y la temperatura es de 30 °C y el tipo de suelo es húmedo.

[Volver](#)

II.4.2 Descripción del Sistema de puesta a tierra de la batería.

Para la protección de los bienes y personas contra el contacto directo, así como para disipar en tierra las descargas de rayo se ha dispuesto una única malla que abarca toda el área de la batería, el valor de la resistencia de puesta a tierra a la frecuencia industrial es inferior a 1 ohm, la tensión paso y de toque será inferior a los valores tolerables.

Como conductores principales de tierra se utilizan cables de cobre desnudo trenzado de 70 mm² (2/0 AWG) enterrados a una profundidad superior a los 2.1 m esto está dado por los altos valores de resistividad del terreno en la capa superior (840 ohm hasta 2.1 m de profundidad).

Todas las uniones bajo tierra serán con conectores de cobre. A ella se conectaran los puntos neutros de los generadores y transformadores, barras de tierra de la PGI, partes metálicas de los transformadores y contenedores de los grupos electrógenos y de

maniobra, tanques de combustibles así como los bajantes de los pararrayos aprobados por la norma IEEE: 86-2000.

Los tanques de combustible se conectaran a la malla de tierra en dos puntos extremos. En el caso de la caseta de bombas, la barra de tierra del panel eléctrico se conectará a tierra.

[*Volver*](#)

II.4.3 Sistemas de puesta a tierra contra descargas atmosféricas

El sistema es de categoría III según NC 96-02-09 con zona de protección B.

Los pararrayos que se utilizaron son pasivos tipo punta de Franklin instalados en mástiles sobre postes de hormigón H35 de manera tal que proteja el área de generación, transformadores y área de combustible.

Para los bajantes se utilizan cables de cobre desnudos trenzados de 50mm² los cuales están conectados a la malla de tierra a través de juntas de prueba.

En las garitas o puestos de observación se instala una jaula Faraday ubicada sobre la losa de techo. Las cuadrículas no sobrepasan los 140 m². Estos pararrayos estarán conectados a la malla de tierra a través de dos bajantes con juntas de pruebas de cobre. En el anexo 4 podemos encontrar la relación de material y la cantidad utilizada para la confección de la malla. De forma general la tierra eléctrica está formada por tres elementos:

- La interfase con el suelo o malla de tierra;
- La unión con el sistema eléctrico
- La distribución de tierra.

Al igual que una cadena, cualquiera de las tres que tenga deficiencias posibilita un funcionamiento defectuoso del conjunto.

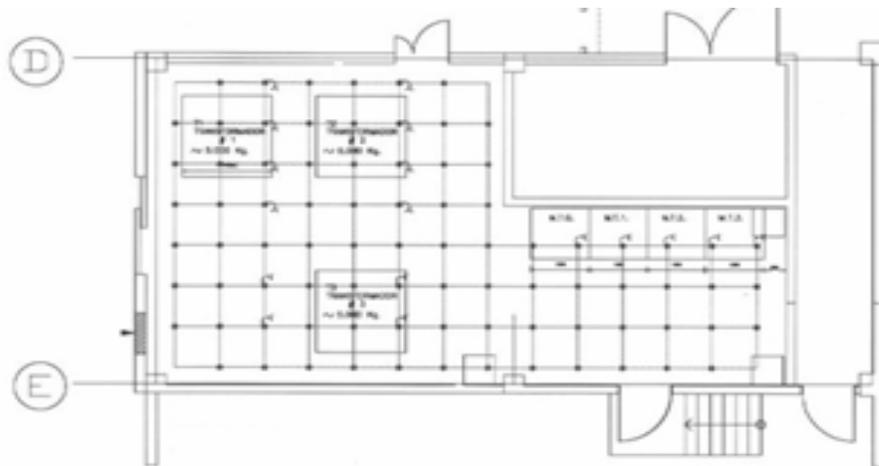


Figura 2.1: Malla eléctrica

La figura 2.1 muestra el esquema de la malla de tierra de la subestación.

A continuación se muestra en la figura 2.2 el sistema de puesta a tierra de la Batería donde se puede observar que todos los elementos del sistema están aterrados de forma fija a una barra de puesta a tierra ubicada dentro del área de la malla. Una de las cosas que pueden afectar este sistema es que no existe una resistencia limitadora entre el elemento y el aterramiento con el objetivo de disminuir las corrientes de cortocircuito provocadas por alguna falla

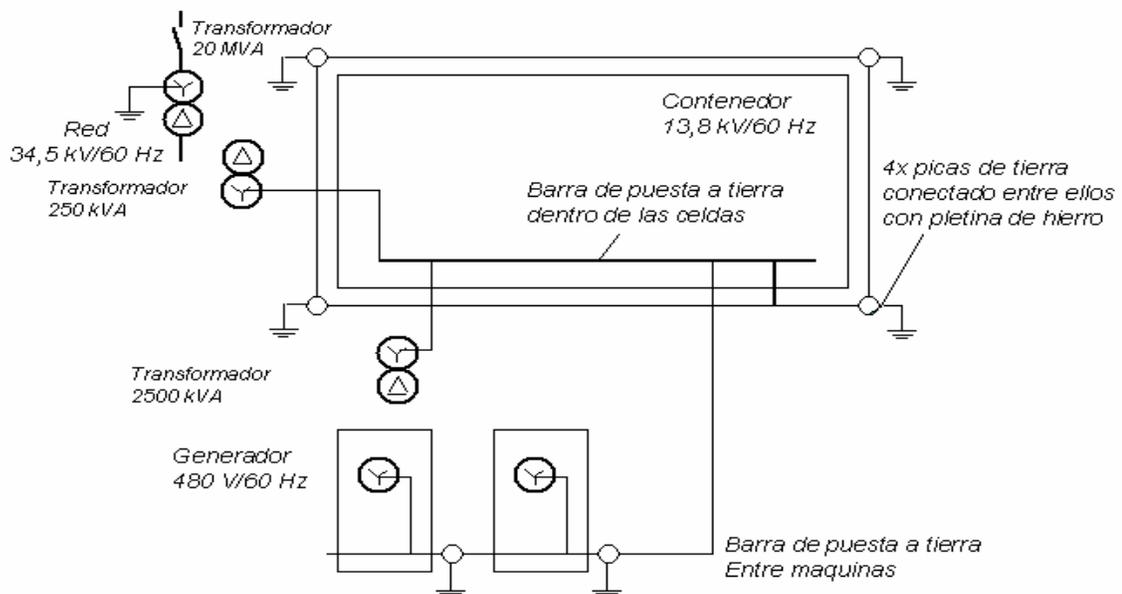


Figura 2.2 Puesta a tierra de la Batería

La influencia de los impulsos provocados por elementos de corte se refleja a través de conexión (“energización”) y desconexión de líneas eléctricas mediante seccionadores o interruptores. El impulso es atribuible a la existencia de las inductancias equivalentes de las líneas eléctricas. Esto sucede cada vez que se pone la puesta en marcha o la salida de servicio de la batería. Que trae consigo cuando ocurre este proceso de generación la conexión y desconexión de transformadores. El impulso de tensión se produce como resultado de la existencia de un núcleo magnético.

[Volver](#)

II.5 Generalidades acerca de las magnitudes eléctricas no sinusoidales.

En el capítulo anterior se hizo mención a la transformada rápida de Fourier para cuantificar el grado de deformación de una onda de tensión o de intensidad que no es sinusoidal pura aunque sí periódica, con 60 Hz de frecuencia.

Para que una función periódica pueda ser representada por su Serie de Fourier debe satisfacer un conjunto de condiciones suficientes que son las condiciones de Dirichlet.

Estas son:

- solo puede tener un número finito de discontinuidades en cualquier intervalo finito.
- el número de máximos y mínimos en un intervalo finito es finito.
- la función periódica debe tener un valor medio finito.

En la práctica todas las funciones periódicas con que se trabaja en el análisis de circuitos eléctricos cumplen con estas condiciones y, por tanto, son susceptibles de representarse por su serie de Fourier. Para representar una función periódica por su serie de Fourier se optimizan tres formas equivalentes:

1. En términos de senos y cosenos.
2. En términos de cosenos solamente o senos solamente.
3. En forma compleja o exponencial.

La expresión de la función $f(t)$ en su serie de Fourier, en forma compleja es:

$$f(t) = A_n \cos(n\omega t) + B_n \text{sen}(n\omega t) \quad (2.1)$$

[Volver](#)

II.5.1 Interlogger y Transformada Rápida de Fourier. Expresiones fundamentales.

La onda de tensión, con la cual, fundamentalmente, se hizo el análisis, se tomó con auxilio del analizador de redes INTERLOGGER del grupo de energía, y corresponde al desarrollo de un proyecto de diagnóstico energético de uno de los hoteles del complejo turístico de Guardalavaca.

Tanto la onda de tensión como la de la corriente se muestrean 128 veces por ciclo o período completo. Dicho muestreo se realiza de forma simultánea en todos los canales de tal forma que no se produzcan sesgos de la información entre canales.

A partir de los datos muestreados por el analizador, las componentes de Fourier por cada canal se obtienen utilizando las fórmulas (2.2) y (2.3):

$$A_k = \frac{2}{N} \sum_{i=1}^N f_i \cdot \cos\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot i}{N}\right) \quad (2.2)$$

$$B_k = \frac{2}{N} \sum_{i=1}^N f_i \cdot \text{sen}\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot i}{N}\right) \quad (2.3)$$

Siendo:

N : número de muestra.

f_i : muestra de frecuencia para cada valor i .

k : número de armónicos.

Los valores efectivos o Root Mean Square (RMS) registrados utilizan cada uno un muestreo, es decir, $N = 64$. En consecuencia, el registrador calcula valores para $k = 1 \dots 50$. Todos los cálculos de la Transformada Rápida de Fourier realizados por el software, Data Trend, utilizan 128 muestras ($N = 128$) en el cálculo de valores para $k = 1 \dots 50$.

Las magnitudes RMS de la tensión se determinan, obteniendo la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de las componentes:

$$V_{rms} = \sqrt{(V_{A1})^2 + (V_{B1})^2 + (V_{A2})^2 + (V_{B2})^2 + \dots + (V_{A50})^2 + (V_{B50})^2} \quad (2.4)$$

La potencia activa como:

$$P = V_{A1} \cdot I_{A1} + V_{B1} \cdot I_{B1} + V_{A2} \cdot I_{A2} + V_{B2} \cdot I_{B2} + \dots + V_{A50} \cdot I_{A50} + V_{B50} \cdot I_{B50} \quad (2.5)$$

La potencia aparente se calcula:

$$S = V_{RMS} \cdot I_{RMS} \quad (2.6)$$

La potencia reactiva se obtiene:

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (2.7)$$

La distorsión armónica total se calcula como:

$$V_{THD\%} = \sqrt{\frac{(V_{A2})^2 + (V_{B2})^2 + (V_{A3})^2 + (V_{B3})^2 + \dots + (V_{A50})^2 + (V_{B50})^2}{(V_{A1})^2 + (V_{B1})^2}} \quad (2.8)$$

El factor de potencia es:

$$fp = \frac{P}{S} \quad (2.9)$$

[Volver](#)

II.5.2 Transformada Rápida de Fourier (FFT)

La Transformada Rápida de Fourier realiza el análisis de datos sinusoidales de diferentes frecuencias. Para un vector de datos muestreados, el análisis de Fourier se realiza a través de la transformada discreta de Fourier.

La FFT es un algoritmo eficiente para la solución de la Transformada Discreta de Fourier (DFT) de una secuencia. [4]

Para una secuencia x de tamaño N , DFT es un vector X de tamaño N . La transformada directa e inversa de Fourier se relacionan por las ecuaciones (2.10) y (2.11).

$$X_{(k)} = \sum_{n=1}^N x_{(n)} e^{-j2\pi(k-1)\left(\frac{n-1}{N}\right)} \quad 1 \leq k \leq N \quad (2.10)$$

$$x_{(n)} = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N X_{(k)} e^{j2\pi(k-1)\left(\frac{n-1}{N}\right)} \quad 1 \leq n \leq N \quad (2.11)$$

Si $x_{(n)}$ es real, se puede escribir la ecuación en términos de cosenos y senos con coeficiente constante:

$$x_{(n)} = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \left[A_{(k)} \cos\left(\frac{2\pi(k-1)(n-1)}{N}\right) + B_{(k)} \text{sen}\left(\frac{2\pi(k-1)(n-1)}{N}\right) \right] \quad (2.12)$$

donde:

$$A_{(k)} = \text{real}(X_{(k)}), \quad B_{(k)} = -\text{imag}(X_{(k)}), \quad 1 \leq n \leq N \quad (2.13)$$

Se parte del hecho de que se tiene la onda de tensión a la cual se aplica la FFT para obtener las magnitudes de cada componente armónica. Esta es registrada por el equipo de medición y es mostrada en la figura 2.2.

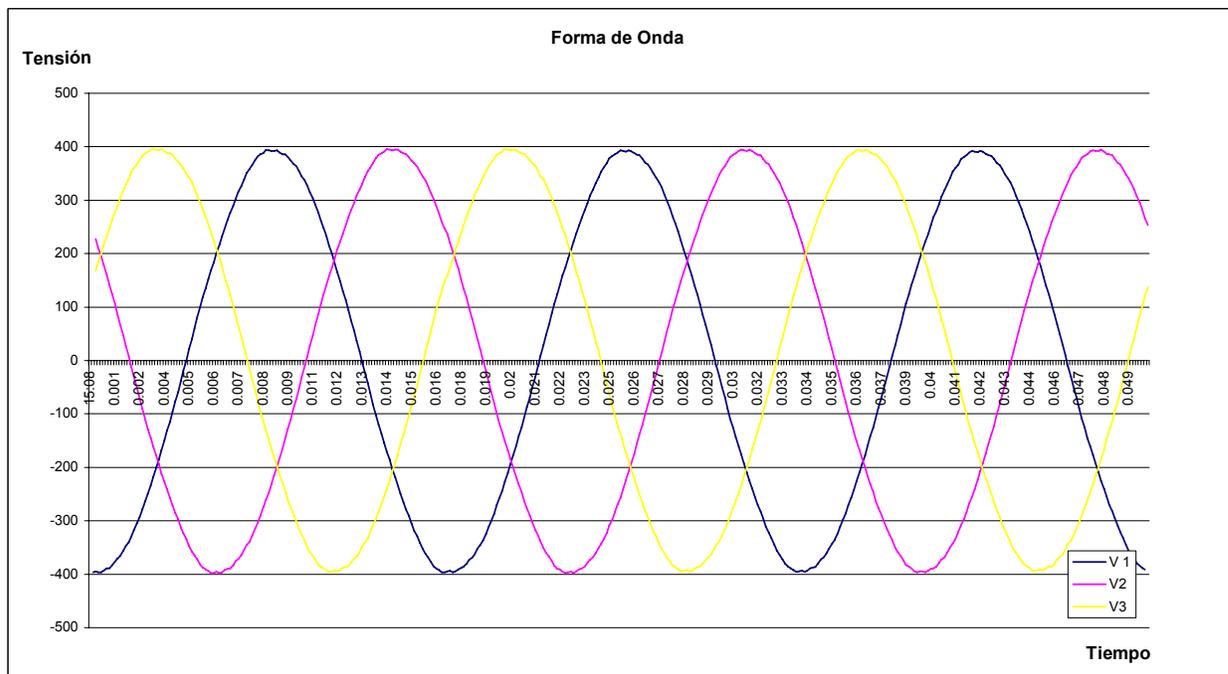


Figura 2.2 Forma de onda de tensión.

La misma muestra la forma de onda de tensión por cada una de las fases del generador sincrónico de la máquina # 3 para un período determinado de trabajo. Pudiendo ver que es una senoide casi perfecta. Lo que nos indica que presenta pequeñas deformaciones por influencia de armónico, siendo esto un resultado positivo, al

considerar que en el transformador las pérdidas por contenido de inyección de armónico están dentro del rango permisible; y nuestro flujo de potencia no tendrá fluctuaciones. En la figura anterior también se puede apreciar que los valores máximo de la onda no llegan a 400 V de amplitud y nuestro generador presenta un voltaje de línea de 480 V, por lo que realizando un análisis a simple vista pudiéramos decir que en la máquina existe una caída de tensión en el orden de 80 V no siendo esto así. Ya que en el gráfico se muestran los valores de tensión instantáneos por fases (≈ 380 V), no los valores de línea o parámetros nominales.

Como se sabe que la tensión de línea en una conexión estrella es:

$$U_L = \sqrt{3} * U_F \quad (2.14)$$

Donde:

U_L : Tensión de línea

U_F : Tensión de fase

y el valor efectivo de la tensión es igual a:

$$U_{efec} = \frac{U_{inst}}{\sqrt{2}} \quad (2.15)$$

Donde:

U_{efec} : Valor efectivo de tensión

U_{inst} : Valor instantáneo de tensión

Luego:

Sustituyendo en la ecuación 2.15 para determinar el valor efectivo de la tensión por fase obtenemos que:

$$U_{efec.fase} = \frac{U_{inst}}{\sqrt{2}} = \frac{380}{\sqrt{2}} = 269.5V$$

Y el valor de tensión de línea para esta máquina es de 466.2 V con una caída de tensión con respecto a su valor nominal de 13.8 V, que representa un 2.88%. Estando dentro del rango permisible de un $\pm 10\%$. Ver la ecuación siguiente.

$$U_L = \sqrt{3 * U_f} = 1.73 * 269.5 = 466.2V$$

El gráfico de la figura 2.3 muestra el contenido de armónico de secuencia impar del tercero hasta el décimo quinto, por fase, en tres ciclos diferentes de la onda anterior mostrada.

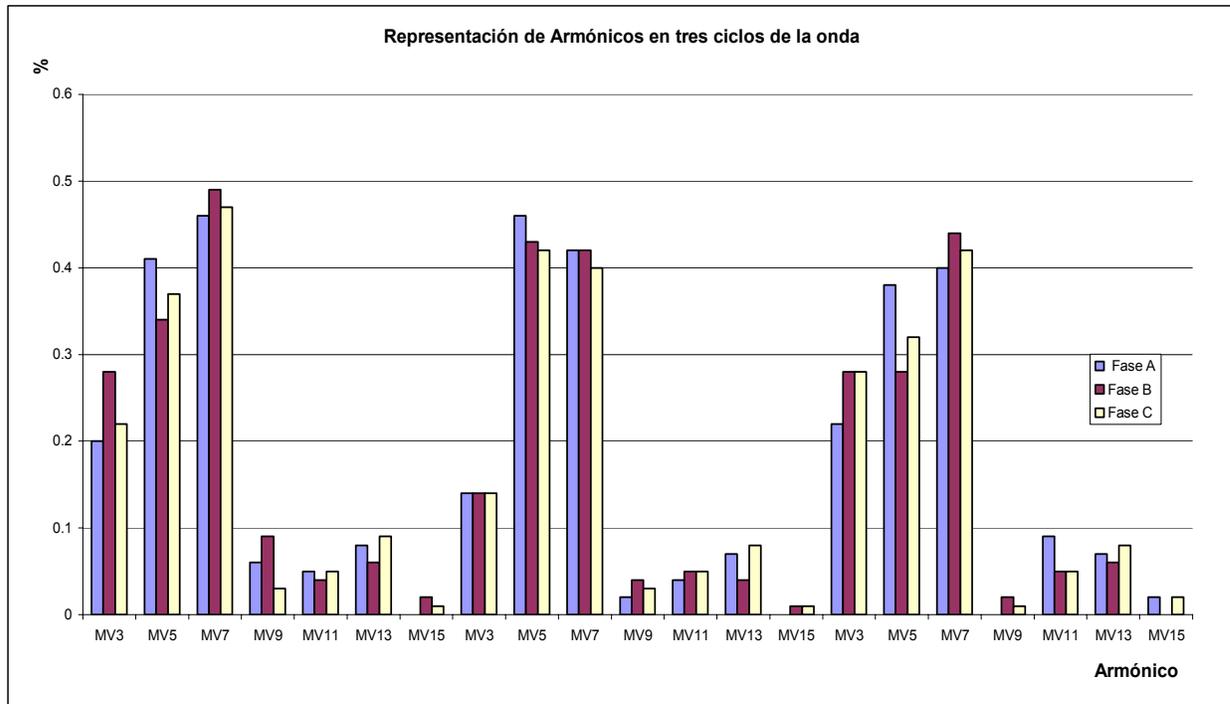


Figura 2.3 Harmónicos presentes en los diferentes ciclos de la forma de onda.

De esta figura se puede apreciar que los armónicos de mayor incidencia son los del orden 5 y 7 con un porcentaje promedio por fase y por ciclo, ver tabla 2.8, cada ciclo está comprendido entre MV3 y MV15.

Un análisis similar puede hacerse para el tercer Harmónico ya que es otro del más representativo.

Tabla 2.8. Porciento promedio por fase y por ciclo.

5 ^{to} Harmónico.	7 ^{mo} Harmónico.
Porciento de la fase A: 0.41 %	Porciento de la fase A: 0.42 %
Porciento de la fase B: 0.35 %	Porciento de la fase B: 0.45 %
Porciento de la fase C: 0.37 %	Porciento de la fase C: 0.43 %
Porciento por ciclo 0: 37 %	Porciento por ciclo 0.43 %

A continuación se muestra el gráfico perteneciente a la figura 2.4.

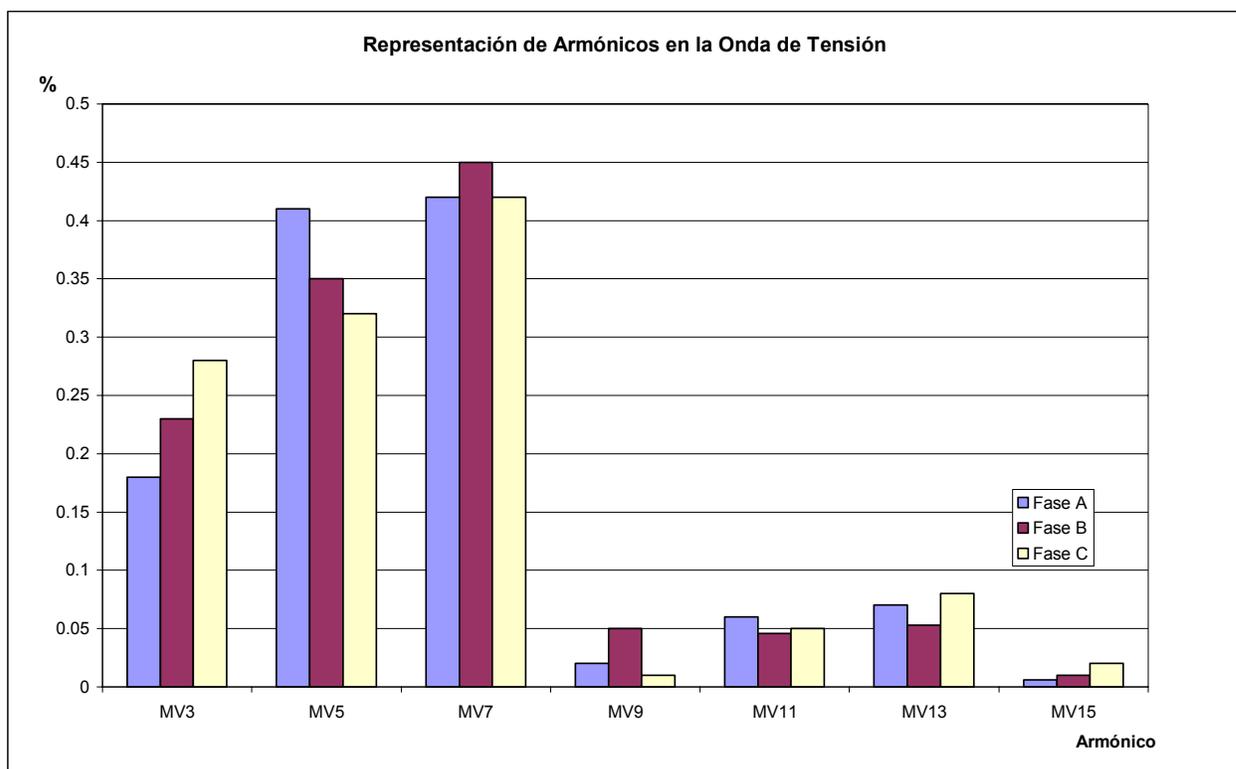


Figura 2.4 Armónicos presentes en la forma de onda de tensión.

En el mismo se puede observar el contenido de armónico correspondiente a la forma de onda mostrada anteriormente. Notando con más claridad que los armónicos de mayor porciento son los del orden 3, 5, 7. Y que la fase más afectada por contenido de armónico es la A.

El gráfico de la figura 2.5 muestra el comportamiento del %THD durante el tiempo de medición en cada una de las fases. Notando que los porcentajes más altos están en la fase A y B pero no exceden del 0.8 % y los valores más bajo se encuentran en la fase C con valores de 0.4 %.

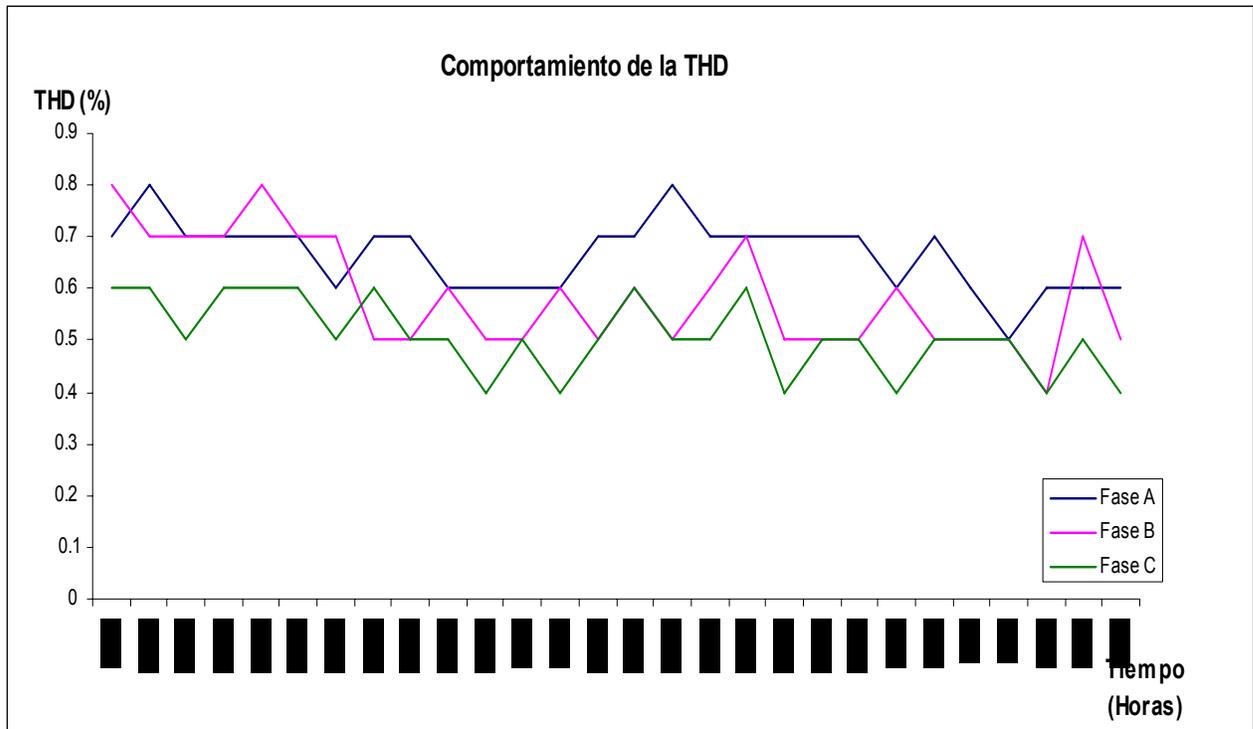


Figura 2.5 % de THD desplazado en el tiempo.

[Volver](#)

II.6 Análisis de la asimetría en los grupos con respecto a la carga.

Las máquinas sincrónicas que son las que se utilizan para la generación de los grupos electrógenos son simétricas y están alimentando una carga asimétrica, esto trae consigo que ocurra un desbalance de tensión entre lo que demanda la carga y lo que generan las baterías aun acoplado al sistema. Estas máquinas traen consigo un

sistema automático para detectar desbalance de tensión, que siempre y cuando no pueda ser controlado por ellas salen de servicio automáticamente.

En estos momentos la máquina 5 está fuera de servicio porque presenta problema con este sistema y no le permite lograr un equilibrio entre la energía demandada por la carga y la de su generación saliendo de servicio muchas veces del sistema durante la generación. [11]

La figura 2.6 muestra el grafico del comportamiento de los voltajes del grupo electrógeno y el voltaje que hay en la barra de alimentación. Notando que cuando están utilizando las baterías el sistema queda gobernado por la generación distribuida hasta tanto no se estabilice el sistema.

Otra cosa que se puede observar fue que en el periodo de las 11.00am hasta las 11.15am de la mañana hubo una caída del voltaje de la generación de los grupos esto fue producto a que la maquina 3 salio del sistema producto a un desbalance entre la frecuencia de generación y la frecuencia del sistema y hasta que ella no logró sincronizar no se contaba con la energía de la misma.

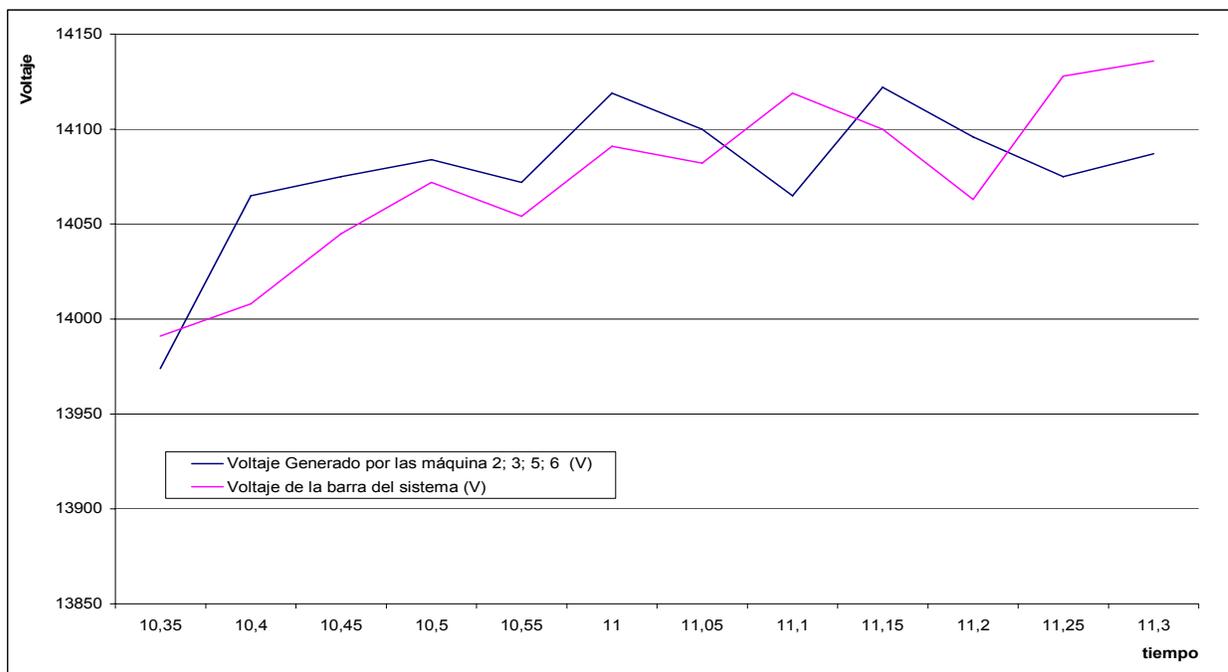


Figura 2.6 Comportamiento del Voltaje de generación por las Baterías y el Voltaje del SEN.

La operación con tensiones desbalanceadas es la condición anormal más generalizada en los sistemas eléctricos. Sin embargo, no siempre se presta la atención debida a este problema, incurriéndose en pérdidas y gastos más allá de lo necesario, y en otros problemas relacionados con la demanda, el calentamiento, las protecciones, etc. Las normas internacionales han establecido límites en la explotación de las máquinas y procedimientos para determinar el grado de desbalance de un sistema. La norma ANSI C50.41.4.2 establece que un desbalance superior a un 1% es una condición inadecuada que debe eliminarse. La norma IEC 34.1.12.2.1 plantea que las máquinas sincrónicas pueden trabajar hasta el 5% del desbalance y define el % de desbalance como [9]:

$$\% Desb_{LÍNEA} = \frac{\text{Max} [|V_{ab} - V_{PROM}|; |V_{bc} - V_{PROM}|; |V_{ca} - V_{PROM}|]}{V_{PROM}} \quad (2.16)$$

$$V_{PROM} = \frac{V_{AB} + V_{BC} + V_{CA}}{3} \quad (2.17)$$

Donde:

V_{ab} , V_{bc} , V_{ca} : Voltajes de línea.

V_{PROM} : Voltajes promedio.

Tabla 2.9. Voltaje por fase a la salida del Generador.

Voltaje Fase A	Voltaje Fase B	Voltaje Fase C
13961	13867	13910
13924	13876	13956
13887	13848	13873
13897	13832	13786
14063	14071	14044
14063	14080	14080
14084	10077	14094
14075	14040	14047

En la tabla 2.9 se recoge una muestra de las mediciones realizadas a la salida del generador del Voltaje que este entrega durante la generación. Con estos datos y según lo planteado anteriormente tenemos que para estos generadores sincrónicos utilizando las expresiones 2.16 y 2.17 obtenemos que:

$$\% Desb_{LÍNEA} = 0.013$$

[Volver](#)

Capítulo III: Análisis de los resultados.

III.1 Introducción

Los resultados de este capítulo fueron obtenidos de forma no experimental, basado en mediciones, recopilación de datos y otras informaciones acorde con el tema. De esta forma se le proporciona a la instalación cuales fueron las deficiencias encontradas y su funcionamiento según las normas relacionadas con la calidad de la tensión.

La forma de análisis que se tuvo en cuenta para determinar la influencia de la Batería en la carga está basada en el funcionamiento de Máquinas Síncronas operando en paralelo con el sistema.

III.2 Impulso de tensión

Los impulsos de tensión afectan a todos los elementos del sistema eléctrico, tanto redes como receptores. Su consecuencia más directa es la aparición, en la mayoría de los casos, de una sobre tensión cuyos efectos negativos dependerán de la magnitud de la misma.

Una vez analizado todo el sistema de puesta a tierra y la malla en el capítulo II se efectuó un nuevo cálculo utilizando la hoja de Excel y la norma NE – IB 2-12: 1983 Cálculo de malla a tierra de subestaciones eléctricas. Y NC96-02-09: 1999 Protección contra descargas eléctricas atmosféricas. Requisitos generales [2]. Con el objetivo de:

- Verificar y garantizar que la resistencia a tierra de la red, se encuentre dentro del rango de valores recomendados y estabilizados por la NOM-001-SEDE-1991.

En la tabla 3.1 se reflejan los principales resultados obtenidos para el análisis de nuestra planta teniendo en cuenta e objetivo trazado anteriormente.

Tabla 3.1 resultados obtenidos en el cálculo de la malla

Datos	
Corriente máxima de la malla	49228 (A)
Temperatura máxima en los conductores	450 C ⁰
Corriente de fallas monofásicas	46832 (A)
Potencial de paso tolerable	2825 (V)
Potencial de contacto tolerable	829,31 (V)
Potencial de contacto en la malla	15269 (V)
Resistencia total del sistema de tierra	0.28 (ohm)

La red tiene una resistencia a tierra menor a 10.00 ohm, por lo que el diseño cumple con los lineamientos y requisitos mínimos de observación obligatoria de la Norma oficial mexicana.

Este cálculo coincide con el proyecto de confección de la malla ratificando que los errores del sistema de protección mediante el aterramiento o sistema de malla no es de mala selección sino de mecanismos empleados durante la confección de la misma tales como:

- La cerca perimetral no está aterrada correctamente, no así los bajantes de la tierra que sí están en norma.
- En el área de la centrífuga las bombas y el compresor no están aterrados.
- Las dos tierras de la plataforma de descarga de las pilas no están en norma (23,0 cuando debe de estar en 0.30 ohm).
- Ruptura de varios puntos de uniones de la malla.
- La cisterna del depósito de combustible está al lado de la malla y presenta escurrimiento del combustible quemado.
- La puesta a tierra de los generadores presenta problemas ya que están circulando a través del neutro corrientes del orden de 210 A. (Mediciones Efectuadas).

- Los puntos neutros de los transformadores se conectan a tierra, no utilizando transformadores de puesta a tierra en cada juego de barras.

Cuando se analiza los impulsos provocados por los elementos de corte a los que se hizo mención en el capítulo II presentes en la batería se puede percatar que están dentro del proceso de generación y que ha esta escala no trae ningún problema. Y siempre que se ponga en marcha los grupos estos van a provocar un incremento del valor instantáneo de la tensión por un corto periodo de tiempo que será estabilizado tanto por el sistema como por las máquinas.

Es cierto que los impulsos de tensión provocado por descargas atmosféricas no lo podemos evitar pero si se puede contrarrestar con un buen sistema de protección a demás de cumplir con los niveles de aislamiento dieléctrico que incorporan actualmente los diseños de las redes y equipos asociados para permitir que éstos soporten sin daño los impulsos de tensión previsibles en función de su localización geográfica y de sus propias características técnicas. Así ocurre, entre otros, con los siguientes elementos:

- Cables
- Aisladores en general
- Condensadores
- Transformadores
- Interruptores

Estos y otros elementos de la red tienen asignado un límite máximo admisible de sobretensión transitoria, denominado habitualmente “tensión de choque”, que se obtiene a partir de ensayos. El grado de cumplimiento de estos límites, mediante una adecuada coordinación de los niveles de aislamiento en los diferentes estados de la red, determinará que estos equipos sean más o menos inmunes a los impulsos de tensión.

[*Volver*](#)

III.3 Armónico y Forma de onda de tensión.

En el capítulo II se obtuvo que en la máquina número tres (3) hay presencia de armónicos de secuencia cero (3, 9,15), secuencia positiva (7, 13) y secuencia negativa (5,11) con un porcentaje de THD promedio del 0.58 por ciento.

Cuando se compara este porcentaje en la tabla del anexo #1 podemos comprobar que se encuentra dentro de los límites permisibles por la norma así que no se propondrá ningún plan de acción para contrarrestar estos armónicos que por el momento no causan daño a los transformadores que estas máquinas alimentan [13].

No obstante hay que tener presente que los armónicos impares, tal como el quinto y el séptimo armónico, tienen el potencial para crear oscilaciones mecánicas en una combinación turbina-generator ó en un sistema motor-carga. Las oscilaciones mecánicas resultan cuando el par del motor oscilante, causado por la interacción entre las corrientes armónicas y el campo magnético de frecuencia fundamental, excita una frecuencia de resonancia mecánica. Por ejemplo, el quinto y el séptimo armónico pueden combinarse para producir una estimulación de torsión sobre un rotor generador en la frecuencia armónica sexta. Si la frecuencia de una resonancia mecánica existe cerca de la frecuencia de excitación eléctrica, pueden desarrollarse grandes esfuerzos mecánicos.

También se tiene que seguir de cerca, que nos eliminamos teniendo en cuenta los armónicos. Por ejemplo:

- En los cables. Los armónicos de alta frecuencia dan lugar a fallos en el aislamiento, gradientes de tensión elevados y efecto corona.
- Los relés de protección. En ocasiones, pueden actuar de manera intempestiva –es decir, sin que exista falla –como consecuencia del valor de cresta de la onda resultante o de su desfase respecto del paso por cero.

- En equipos de medida de inducción. La presencia de armónicos en la red produce en ellos pequeños errores de lectura, ya que suelen estar calibrados para una onda sinusoidal pura.
- Los sistemas de transmisión de señales por la red. Pueden verse afectados cuando existen componentes armónicas cuya frecuencia es parecida a la de la corriente portadora.
- Las redes eléctricas. Los armónicos incrementan sus pérdidas por calentamiento, especialmente en conductores neutros de baja tensión, transformadores y motores, degradando los aislamientos y acortando su vida útil.

[Volver](#)

III.4 Asimetría.

El régimen desbalanceado afecta al sistema en cuanto a:

- Aumenta el consumo energético y el costo operacional.
- El desbalance de las corrientes es varias veces superior al desbalance de las tensiones.
- Crea dificultades en el ajuste de las protecciones.
- Significa un aumento de la carga.
- Distorsiona el factor de potencia real.

En el capítulo II se obtuvo que el desbalance correspondiente a la máquina #3 es de 0.013 para un factor de ajuste de 1. Lo que significa para nuestro generador que este aspecto no se tiene en cuenta ya que el desbalance que existe por fase a la salida del generador no trae consigo ninguna pérdida para nuestra máquina y la misma se encuentra dentro de la norma establecida.

La figura 3.1 muestra la relación entre el porcentaje de desbalance de tensión y el factor de ajuste notando que este es permisible hasta el 5% para un factor de ajuste de 1 según la norma IEEE 519-1992 en Español [9].

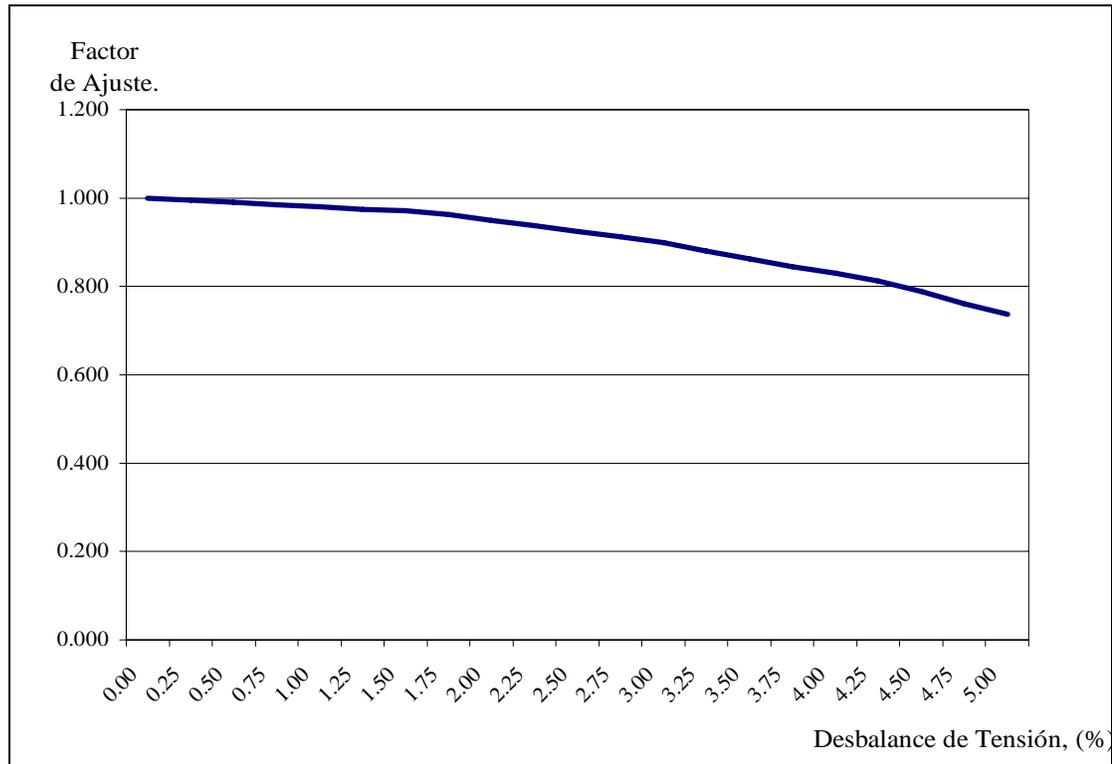


Figura 3.1. Factor de ajuste por desbalance de tensión.

No obstante se refleja que la fase A es la más cargada o la más desbalanceada con respecto a las otras fases y esto puede ser producto a una mayor:

- Conexión de cargas monofásicas en redes trifásicas
- Operación bajo falla de equipos de corrección del factor de potencia.
- Impedancias asimétricas en las redes de alimentación.
- Falta de fase en algunos puntos del sistema.
- Fallas monofásicas a tierra no identificadas.
- Desperfectos en los empalmes, uniones y contactos.
- Transposición incompleta de las líneas de transmisión.

[Volver](#)

III.5 Regulación de la carga de un Generador Síncrono conectado al sistema.

Este epígrafe nos servirá para explicar la influencia de nuestra calidad de la onda de tensión de la Batería Moa sobre nuestra carga trabajando en paralelo con el sistema. Las condiciones de funcionamiento de un generador síncrono en el sistema eléctrico depende de su potencia S comparada con la potencia total ($S+S_{sis}$) de todos los generadores conectados en paralelo que alimentan la carga total (S_{sis} es la potencia de todos los generadores del sistema. Cuanto mayor es la potencia relativa del generador síncrono $S^*=S/(S+S_{sis})$, tanto más influye la variación del régimen de su funcionamiento sobre la frecuencia f_{sis} y la tensión del sistema U_{sis} [1].

En otras palabras y ubicándonos en nuestro problema. Tenemos una alimentación basada en grupos electrógeno a una carga determinada (Moa) y la misma se alimenta por el SEN en paralelo GD con respecto a la carga. Podemos decir la influencia que pueden tener la Generación con grupos electrógeno en nuestra carga apoyándonos de la regulación de la carga.

Cuando:

$$\frac{P_{Generación}}{P_{Sistema}} \approx 1 \quad (3.1)$$

Cualquier variación sobre la calidad de la onda tensión que pueda tener el grupo electrógeno afectaría la calidad de la onda de tensión de la carga así como la potencia Activa, Reactiva, frecuencia del sistema y Tensión del sistema.

Cuando:

$$\frac{P_{Generación}}{P_{Sistema}} \geq 1 \quad (3.2)$$

Presenta el mismo comportamiento que cuando es 1 con la diferencia que la carga está gobernada por la Generación de los Grupos.

En el caso que esta relación sea menor que uno entonces nuestra generación no causa ninguna variación en la carga y la misma depende totalmente del SEN:

$$\frac{P_{\text{Generación}}}{P_{\text{Sistema}}} \leq 1 \quad (3.3)$$

Para realizar un análisis que nos permita definir la influencia que tendrá la Batería Moa sobre la carga en cuanto a la calidad de la Onda De Tensión. Se analizó en el mes de julio del 2008 cual fue la generación en MW por la batería y los MW demandado por la carga.

La Tabla 3.2 y 3.3 muestran los datos escogidos de la data que registra la OBE provincial De Holguín relacionando los días de mayor Generación por la Batería y la demandada por la carga y viceversa. Determinando lo que entrega el SEN sin tener en cuenta las perdidas del sistema Trabajando los grupos en paralelo al SEN.

Tabla 3.2 Análisis de los días de mayor generación por parte de la Batería

No. de mediciones	Días (Mayor Generación). MW	MW de la Carga	Aporte del SEN. MW
1.	6.8	14.5	7.7
2.	6.8	14.3	7.5
3.	7.1	14.2	7.1
4.	8.2	14.1	5.9
5.	8.2	14.4	6.2
6.	8.2	14.2	6
7.	8.2	14.9	6.7
8.	6.8	14.4	7.6
9.	6.9	14.4	7.5
10.	7.1	14.7	7.6
<i>Promedio</i>	7.43	14.41	6.98

De la tabla anterior se puede decir que la generación promedio de la batería es de 7.43 MW para el 51% de lo que demanda la carga, y por parte del SEN es de 6.98 MW para el 49% de lo demandado por la carga.

Esto permite decir de acuerdo a la ecuación que relaciona la Potencia de generación de la Batería con la entregada por el Sen que se encuentra en:

$$\frac{P_{\text{Generación}}}{P_{\text{Sistema}}} \geq 1 \quad \text{Con un valor de 1.06}$$

Tabla 3.2 Análisis de los días de menor generación por parte de la Batería

No. de mediciones	Días (Menor Generación). MW	MW de la Carga	Aporte del SEN MW
1.	5.7	14.9	9.2
2.	4.2	14.6	10.4
3.	4	14.5	10.5
4.	3.9	14.6	10.7
5.	4.2	14.2	10
6.	2.5	14.6	12.1
7.	2.8	14.9	12.1
8.	2.5	16.3	13.8
9.	4.2	14.7	10.5
10.	3.9	14.7	10.8
11.	5.4	14.4	9
12.	5.4	14.5	9.1
13.	5.4	14.4	9
14.	5.4	14.2	8.8
<i>Promedio</i>	4.25	14.6	10.4

En la tabla anterior se tienen en cuenta los días de menor generación con un valor promedio de 4.25 MW por la Batería, predominando el SEN sobre la carga durante estos 14 días del mes de julio que fue uno de los de mayor demanda de la data. En este caso la relación de potencia es de:

$$\frac{P_{\text{Generación}}}{P_{\text{Sistema}}} = 0.4$$

Siendo este menor que uno por lo que la baterías no son predominante con respecto a la carga.

Estos dos análisis suman un total de 24 días de generación no a tiempo completo por las baterías dejando de operar 7 días del mes.

Teniendo que las Baterías si influyen sobre la carga en cuanto a su Generación por tanto cualquier fluctuación que pueda tener la Forma de Onda de tensión puede afectar a la misma.

[Volver](#)

Conclusiones.

- Este análisis es válido para los demás grupos por tanto durante la generación de estos se entrega una onda de tensión con gran pureza y calidad.
- La amplitud de la onda de tensión con respecto a su valor nominal de operación está dentro de los límites permisibles para los generadores de un $\pm 10\%$ de su valor nominal encontrándose en el 4.9%.
- El porcentaje de desbalance de tensión está dentro de lo establecido por la norma IEC34.1.12.2.1.
- Si se corrigen los errores detectados en el sistema de protección contra descargas atmosféricas se estará más confiado de la poca eyección de impulsos por esta causa.
- Empleando la generación distribuida se le suministra a la carga una onda de tensión con gran pureza.
- Los huecos de tensión que puedan ser originados dentro de la batería son controlados por los grupos y el sistema de protección.
- Se cumple con la norma establecida en cuanto al THD.
- La Batería de Moa las veces que presta servicio en el mayor de los casos tiene gran influencia sobre la carga y cualquier variación que exista en cuanto a la calidad de la tensión es reflejada en sus usuarios.

[Volver](#)

Recomendaciones

- Realizar un estudio de la calidad de la Onda de Tensión pero en la carga que alimenta la Batería Moa.
- Comprobar si los elementos que se incorporan en el sistema están dentro de los límites en cuanto a niveles de aislamiento dieléctrico admisible para la tensión de choque.
- Que el presente trabajo sirva de material para consulta en la temática de Calidad de la Onda de Tensión.
- Solicitar a EMCI o a la **Gensi** que realicen mediciones para que la instalación registre el porcentaje real de Huecos de tensión e impulsos que ocurren por semanas o por meses para ver si cumple con las normas establecidas.

[*Volver*](#)

Bibliografía

- [1] A. V. Ivanov- smolenski. Máquinas Eléctricas.
- [2] Código de Práctica para Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos -Generalidades Norma IRAM 2281 - Parte I
- [3] Compensación de potencia Reactiva en Sistemas Contaminados con Armónicos, Tesis en opción al título de Master en Ingeniería Eléctrica. Universidad Central de las Villas. Santa Clara. 1998. Ing. José Ángel González Quintero.
- [4] Efectos de los armónicos y la asimetría en los Motores de Inducción. Tesis de grado. Universidad de Moa. 2008. Elena Curvelo Torres.
- [5] Energía Eléctrica, Un Producto con Calidad, CEL. Horacio Torres. ICONTEC.
- [6] Fuentes de Distorsión Armónica, Soporte Científico Técnico, Boletín No. 4, Año I/99 By AWD. FARAGAUSS.
- [7] Guide to Quality of Electrical Supply for Industrial Installation". Union Internationale' Electrothermie (UIE), 1993.
- [8] Harmonic Control in Electric Power Systems (IEEE Std. 519 1992), Technical Document, ROBICON.
- [9] <http://www.abb.com/es> Guía Técnica Numero 6. Normas para los límites de armónicos y Desbalance de tensión
- [10] <http://www.medicionycontrol.com/p-tierra.htm>
<http://www.rpinstal.cl/archivos/tierra/puesta.htm>
- [11] IEEE 141- 1993 (Red Book) " Electric Power Distribution for Industrial Plants" en su capítulo 7 es un buen abre boca.
- [12] Interacción Generación Distribuida – Calidad de Potencia, específicamente referida a Huecos de Tensión
- [13] Limitación de armónicos en las redes eléctricas españolas de alta tensión de distribución". Guía Técnica para la conexión a la red.UNESA, 1995.
- [14] Sobretensiones en las Redes de Alta Tensión".ASINEL-Mayo 1985.

[Volver](#)

Anexo

Anexo 1

Tabla: Niveles de CEM para las tasas de los armónicos de tensión.

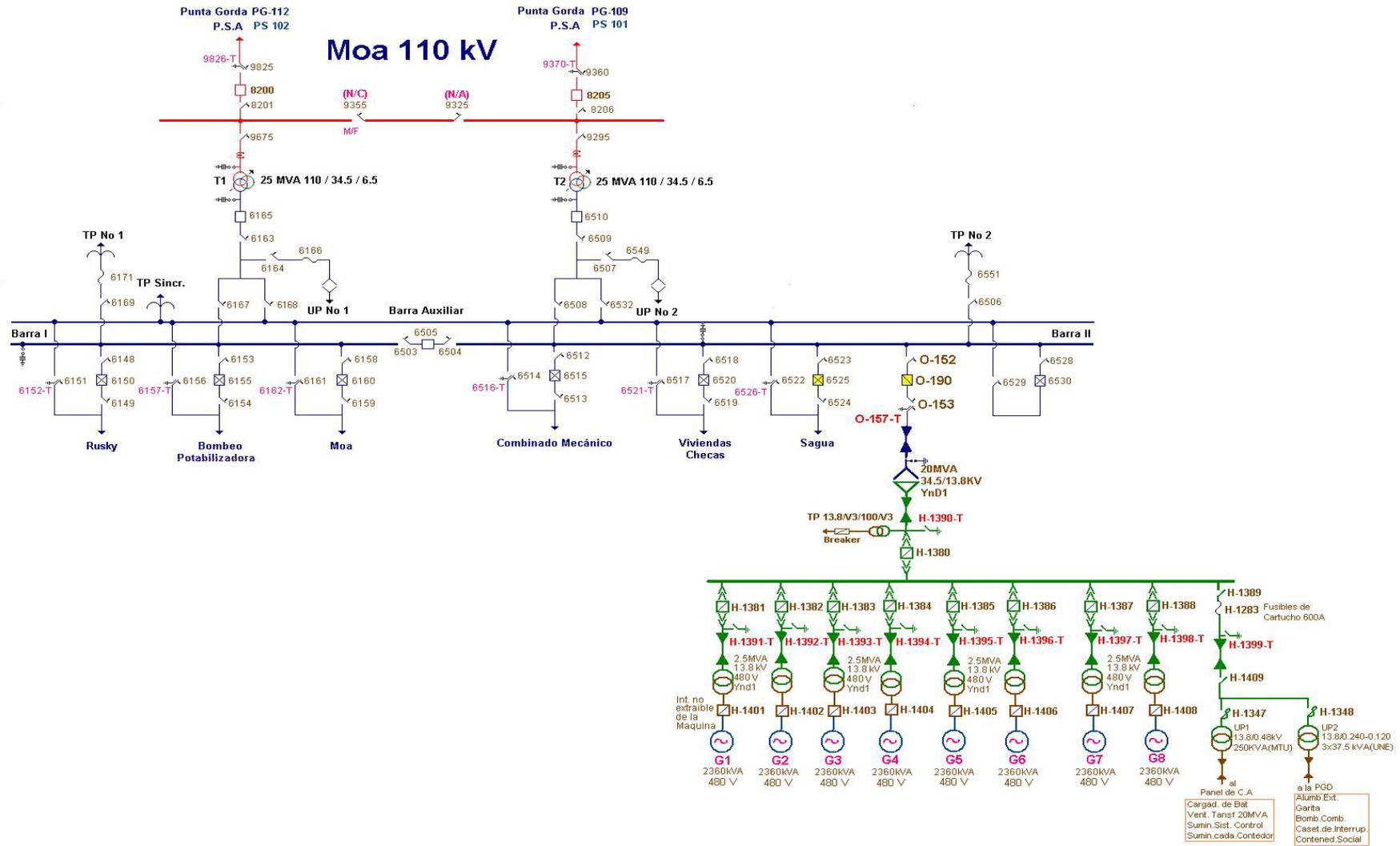
Armónicos	Orden armónico (n)	Tasa del armónico (%)	
		del AT (100 kV *U>30 kV)	MT (30 kV **1 kV)y BT
Impares no múltiplos de 3	5	2.0	6.5
	7	2.0	5.0
	11	1.5	3.5
	13	1.5	3.0
	17	1.0	2.0
	29	1.0	1.5
	23	0.7	1.5
	25	0.7	1.5
	>25	>25 0,2 +0,5 x 25/n	0,2 +1,3 x 25/n
Impares múltiplos de 3	3	2.0	5.0
	9	1.0	1.5
	15	0.3	0.3
	21	0.2	0.2
	>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
	>12	0.2	0.2
	Tasa de distorsión total (%)		8.0

Anexo 2

Tabla: Efectos de los armónicos en dispositivos eléctricos.

efectos de los armónicos	causa	consecuencia
sobre los conductores	<ul style="list-style-type: none">■ las intensidades armónicas provocan el aumento de la IRMS,■ el efecto pelicular (efecto "skin") reduce la sección efectiva de los conductores a medida que aumenta la frecuencia.	<ul style="list-style-type: none">■ disparos intempestivos de las protecciones,■ sobrecalentamiento de los conductores.
sobre el conductor de neutro	<ul style="list-style-type: none">■ cuando existe una carga trifásica + neutro equilibrada que genera armónicos impares múltiplos de 3.	<ul style="list-style-type: none">■ cierre de los armónicos homopolares sobre el neutro que provoca calentamientos y sobreintensidades.
sobre los transformadores	<ul style="list-style-type: none">■ aumento de la IRMS,■ las pérdidas por Foucault son proporcionales al cuadrado de la frecuencia, las pérdidas por histéresis son proporcionales a la frecuencia.	<ul style="list-style-type: none">■ aumento de los calentamientos por efecto Joule en los devanados,■ aumento de las pérdidas en el hierro.
sobre los motores	<ul style="list-style-type: none">■ análogas a las de los transformadores y generación de un campo adicional al principal.	<ul style="list-style-type: none">■ análogas a las de los transformadores más pérdidas de rendimiento.
sobre los condensadores	<ul style="list-style-type: none">■ disminución de la impedancia del condensador con el aumento de la frecuencia.	<ul style="list-style-type: none">■ envejecimiento prematuro, amplificación de los armónicos existentes.

Anexo 3



MONOLINEAL DE LA SUBESTACION 110 kV INCLUIDO LA BATERIA DE GRUPO ELECTRÓGENOS DIESEL

Anexo 4

Medios empleados en la construcción de la malla de tierra.

- 1660m³ Excavaciones en Zanja en tierra hasta 1.8m de profundidad.
- 1660m³ Rehincho en zanja compactación manual.
- 32u Hincado de electrodo de cobre 3m.
- 35m Instalación de tuberías de H₀ galv ½ adosado.
- 156m Bajante para conexión a tierra de equipos.
- 5000m Instalación de cable de cobre desnudo trenzado de 95 y 50mm² en pizo o zanja.
- 600u Empate de cable de tierra.
- 17u Instalación de punta pararrayo.
- 220m Instalación de cable desnudo trenzado 50mm².
- 4u Colocación de horqueta de tierra.
- 17 Conexiones punta de pararrayos.
- 30u Conexión de cables.
- 9 Montar mastil pararrayo.
- Montar nivelar poste.

Anexo 5

Glosario de términos más usados

CEM: Compatibilidad Electromagnética. Se denomina Compatibilidad Electromagnética (CEM) a la aptitud de un aparato o de un sistema para funcionar de forma satisfactoria en su entorno electromagnético, y sin producir él mismo perturbaciones electromagnéticas intolerables para todo lo que se encuentre en dicho entorno.

CEI: Comisión Electrotécnica Internacional.

Nivel CEM: Es el nivel especificado de perturbación en un entorno electromagnético para el cual existe una elevada probabilidad CEM.

PCC: Punto de conexión común. Es el punto de la red de distribución, el más próximo eléctricamente de un usuario, al que están o pueden ser conectados otros usuarios.

Sc: Potencia aparente de una carga. Se expresa en kVA ó MVA.

Q: Potencia reactiva. Se expresa en kVAr ó MVAr.

SAI: Sistema de Alimentación Ininterrumpida.

Scc: Potencia aparente de cortocircuito. Se expresa en kVA ó MVA.

SVC: Static Var Compensators. Compensadores estáticos de potencia reactiva.

Uasim: Grado de asimetría de la tensión. Se expresa en %.

un: Tasa porcentual de armónico de orden n.

Un: Amplitud del armónico de orden n de la onda de tensión.

U1: Amplitud de la componente fundamental de la onda de tensión.