

**ALTERNATIVAS PARA LA MITIGACIÓN DE HUNDIMIENTOS E
INTERRUPCIONES DE TENSION DE CORTA DURACIÓN EN SISTEMAS
ELÉCTRICOS INDUSTRIALES**

GERMAN ANDRÉS DE LA OSSA BLANCO

GERMAN IVAN GONZALEZ SILVA



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA
Y DE TELECOMUNICACIONES**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2018**

**ALTERNATIVAS PARA LA MITIGACIÓN DE HUNDIMIENTOS E
INTERRUPCIONES DE TENSION DE CORTA DURACIÓN EN SISTEMAS
ELÉCTRICOS INDUSTRIALES**

GERMAN ANDRÉS DE LA OSSA BLANCO

GERMAN IVAN GONZALEZ SILVA

**Proyecto de investigación para optar
al título de Ingeniero Electricista**

Director:

**OSCAR ARNULFO QUIROGA QUIROGA
Ingeniero Electricista, PhD.**

Codirector:

**MARIA ALEJANDRA MANTILLA VILLALOBOS
Ingeniera Electricista, PhD.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2018**

DEDICATORIA

A mis padres German De la ossa y Ligia Blanco, por su constante e incondicional apoyo, por los grandes sacrificios que han hecho para darme esta oportunidad.

A mi hijo Andrés Santiago De la ossa Barón quien ha sido la fuente de motivación para lograr este sueño, por quien me siento impulsado a ser mejor cada día.

A Jhon De la ossa y Nathalia Barón que me han dieron la mano cuando lo necesité.

German Andrés.

A papá y mamá, Fabio González y Mónica Silva porque sin ellos yo no sería lo que soy, porque sin ellos yo no estaría donde estoy, porque sin ellos yo no existiría.

A las luces del camino, Claudia, Paula, Isabel y Nicolás.

A los años pasados y los momentos difíciles, ellos me enseñaron mucho más que cualquier libro.

German Iván.

AGRADECIMIENTOS

Los más sinceros agradecimientos a todos los profesores de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones que han sido los pilares en la formación profesional que hemos adquirido hasta el momento.

Agradecimiento especial al Dr. Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga por su paciencia y apoyo durante el desarrollo de este proyecto.

CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCIÓN	15
1. CARACTERIZACIÓN, CAUSAS Y CONSECUENCIAS DE LOS HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN	18
1.1. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE LOS HUNDIMIENTOS	18
1.1.1. Magnitud.	19
1.1.2. Duración.....	19
1.1.3. Punto de inicio del hundimiento.	20
1.1.4. Cambio de ángulo de fase	20
1.1.5. Punto de recuperación.....	20
1.2. CARACTERIZACIÓN DE LOS HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN	21
1.2.1. Severidad del hueco (<i>Se</i>).....	21
1.2.2. Energía no suministrada (<i>EVS</i>).....	22
1.2.3. Caracterización fasorial.....	23
1.2.4. Tensión perdida.	24
1.2.5. Curvas CBEMA, ITIC y SEMI.....	24
1.2.6. Indicadores considerados para hundimientos de tensión según CREG.	25
1.3. CAUSAS DE LOS HUNDIMIENTOS	27
1.3.1. Hundimientos de tensión rectangulares.....	28
1.3.1.1. Falla monofásica.....	28
1.3.1.2. Falla línea a línea.....	29
1.3.1.3. Falla bifásica a tierra.....	30

1.3.1.4. Falla trifásica.....	31
1.3.2. Hundimientos de tensión no rectangulares.....	31
1.3.2.1. Hundimientos de tensión debido a la energización de transformadores...31	
1.3.2.2. Hundimientos de tensión debido a arranques de motores de inducción...33	
1.4. CONSECUENCIAS DE LOS HUNDIMIENTOS E INTERRUPCIONES DE CORTA DURACIÓN	34
1.4.1 Sensibilidad de equipos típicos.....	34
1.4.1.1 Efectos sobre equipos de potencia.....	35
1.4.1.2 Sensibilidad de equipos de comunicación y control.....	40
2. ENFOQUES DE MITIGACIÓN DE HUNDIMIENTOS	44
2.1. CONSECUENCIAS DE LOS HUNDIMIENTOS E INTERRUPCIONES DE CORTA DURACIÓN	45
2.2. CONSECUENCIAS DE LOS HUNDIMIENTOS E INTERRUPCIONES DE CORTA DURACIÓN.....	47
2.3. ENFOQUE A NIVEL DE USUARIO FINAL	48
3. ALTERNATIVAS DE MITIGACIÓN DE HUNDIMIENTOS A NIVEL DE USUARIO FINAL.....	50
3.1. RESTAURADOR DINÁMICO DE TENSIÓN (DVR).....	50
3.2. UPS (UNINTERRUPTIBLE POWER SUPPLY).....	55
3.2.1. Unidad SAI estática (Single Static UPS Unit).....	56
3.2.2. Unidad SAI estática redundante en paralelo.....	58
3.2.3. Configuración de doble SAI estática.....	60
3.3. INTERRUPTOR ESTÁTICO DE TRANSFERENCIA (STS).....	63
3.4. VOLANTE DE INERCIA.....	67

3.5. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MAGNÉTICA MEDIANTE SUPERCONDUCTORES	71
3.6. TRANSFORMADOR FERRORESONANTE	75
3.7. GRUPO MOTOR-GENERADOR	80
3.8. CONTROLADOR DE VAR ELECTRÓNICO.....	82
3.9. PCS100 UPS-I.....	85
3.10. IMPLEMENTACIÓN PSC100 UPS EN FONTERRA	87
CONCLUSIONES	88
RECOMENDACIONES.....	91
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	99
BIBLIOGRAFÍA.....	109

LISTA DE FIGURAS

	Pág
Figura 1. Descripción de un hundimiento de tensión	19
Figura 2. Hundimiento de tensión con magnitud de 0.7 pu y cambio de fase de +45°	20
Figura 3. Siete tipos de hundimientos trifásicos.....	23
Figura 4. Voltaje rms de medio ciclo junto con el valor absoluto de la tensión (línea punteada).....	28
Figura 5. Tensión rms durante hundimiento por falla línea a línea	29
Figura 6. Tensión rms durante hundimiento por falla monofásica en sistema sin puesta a tierra.	30
Figura 7. Tensión rms durante hundimiento por falla bifásica a tierra.	30
Figura 8. Tensión rms durante hundimiento por falla trifásica.	31
Figura 9. Relación entre la I_n y la I_r	32
Figura 10. Caracterización del hueco de tensión en rms producido por energización de un transformador conectado directamente a carga.	32
Figura 11. Tensión rms durante hundimiento por arranque de motor de inducción.	33
Figura 12. Curvas de sensibilidad CBEMA/ITI.....	35
Figura 13. Soluciones a los hundimientos y costos involucrados.	44
Figura 14. Sistema de distribución configuración anillo abierto	46
Figura 15. Sistema de distribución configuración anillo cerrado.....	47
Figura 16. Curva SEMI-F47	48
Figura 17. Esquema constitutivo de DVR.	51

Figura 18. Diagrama de bloques Unidad SAI Estático.....	56
Figura 19. Configuración redundante en paralelo de SAI.....	58
Figura 20. Configuración de Doble SAI Estática.....	61
Figura 21. Alimentación selectiva primaria.....	64
Figura 22. Alimentación selectiva secundaria.....	64
Figura 23. Interruptor estático de transferencia monofásico.....	66
Figura 24. Partes constitutivas de un FESS.....	68
Figura 25. Esquema básico FESS stand by.....	69
Figura 26. Mitigación de hundimientos mediante DVR basado en SMES.....	73
Figura 27. Distribución de los puntos de medición.....	75
Figura 28. Curva de magnetización típica.....	76
Figura 29. Curva de magnetización típica.....	77
Figura 30. Esquema básico de un transformador ferresonante.....	77
Figura 31. Tensión mínima en el primario en función de la carga del transformador ferresonante.....	78
Figura 32. Concepto del grupo motor-generador.....	80
Figura 33. Composición por fase de un SVC.....	82
Figura 34. Módulos AccuSine PFV+ Schneider Electric.....	84
Figura 35. Módulo PCS100 UPS-I de ABB.....	85
Figura 36. Diagrama unifilar de cargas en la PIA.....	95

LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla 1. Principales limitaciones de las curvas de sensibilidad.	24
Tabla 2. Discriminación de hundimientos respecto a su duración	26
Tabla 3. Niveles de tensión.....	27
Tabla 4. Puntos de prueba recomendados para determinar sensibilidad de equipos	48
Tabla 5. Características de algunos dispositivos de conmutación.....	52
Tabla 6. Ventajas y desventajas del Restaurador Dinámico de Tensión.	54
Tabla 7. Ventajas y desventajas SAI	62
Tabla 8. Tiempos de desconexión de interruptores	65
Tabla 9. Ventajas y desventajas del STS	66
Tabla 10. Ventajas y desventajas del FESS	70
Tabla 11. Ventajas y desventajas del SMES.	74
Tabla 12. Ventajas y desventajas del transformador ferroresonante	79
Tabla 13. Ventajas y desventajas del grupo motor generador.....	81
Tabla 14. Ventajas y desventajas del Accusine PFV+.....	84
Tabla 15. Ventajas y desventajas del módulo PCS100 UPS.....	86
Tabla 16. Comparativo de las alternativas a nivel de usuario final	93
Tabla 17. Tipo de cargas que pueden manejar las alternativas de mitigación.....	94
Tabla 18. Comparativa eficacia de alternativas para el ejemplo.....	96

RESUMEN

TÍTULO: ALTERNATIVAS PARA LA MITIGACIÓN DE HUNDIMIENTOS E INTERRUPTIONES DE TENSIÓN DE CORTA DURACIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS INDUSTRIALES.

AUTORES: GERMAN ANDRES DE LA OSSA BLANCO
GERMAN IVAN GONZALEZ SILVA

PALABRAS CLAVE: Hundimientos de tensión, Interrupciones de tensión, Sensibilidad de equipos, UPS, Restaurador dinámico, Almacenadores de energía.

DESCRIPCIÓN:

Los hundimientos de tensión han sido considerados como uno de los problemas de la calidad de la potencia más frecuentes y que mayores pérdidas generan en el sector industrial debido a los múltiples efectos que provocan sobre equipos sensibles y sobre los procesos que éstos controlan.

Los diferentes enfoques adoptados para mitigar los efectos de los hundimientos de tensión e interrupciones de corta duración muestran que las alternativas son más económicas si se implementan a nivel de usuario final. La solución óptima es aquella que minimiza los costos asociados a padecer dichos efectos a la vez que minimiza también las inversiones necesarias para mitigarlos.

El presente trabajo de grado contempla la revisión de las características básicas y algunos descriptores adicionales de los hundimientos de tensión e interrupciones, sus causas y posibles efectos a clientes industriales, así como las alternativas desarrolladas para la mitigación de los efectos de dicho fenómeno sobre los procesos industriales. En esta revisión de las alternativas tecnológicas desarrolladas para mitigación de hundimientos e interrupciones, se analiza su principio de operación, rangos de aplicación, ventajas y desventajas. También se presentan algunas recomendaciones para los clientes industriales a la hora de comparar las alternativas y planear los proyectos de mitigación.

*Trabajo de grado.

**Facultad de ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Óscar Arnulfo Quiroga Quiroga, Ingeniero Electricista, Ph.D. Codirector: Maria Alejandra Mantilla Villalobos, Ingeniera Electricista, Ph.D.

ABSTRACT

TITLE: MITIGATION ALTERNATIVES FOR VOLTAGE SAGS AND SHORT INTERRUPTIONS IN INDUSTRIAL FACILITIES.

AUTORES: GERMAN ANDRES DE LA OSSA BLANCO
GERMAN IVAN GONZALEZ SILVA

KEYWORDS: Voltage sags (Dips), Voltage interruptions, Energy storage systems, UPS, Equipment sensitivity, Dynamic voltage restorer.

DESCRIPTION:

Voltage sags has been considered as the most expensive power quality issue for industrial customers because of its frequency of appearance, and the multiple effects that provoke on the sensitive equipment and therefore on the processes that they are running.

The different approaches to voltage sags and short interruptions effects mitigation shows that the alternatives are less expensive at end user level. The optimal solution is one that minimize the costs due to suffer those effects at the time also minimize the required investment to mitigate them.

This document contemplate a review of the basic characteristics and some other descriptors of voltage sags and short interruptions, it also looks at what causes these phenomena and its main effects on electric machinery and electronic equipment commonly used in industrial facilities. This document also contain a review of the mitigation alternatives to implement at end user level, the review is based on the analysis of the operation principles, application ranges, advantages and disadvantages for each alternative, furthermore the document provides some recommendations for industrial customers in order to compare the alternatives and plan the mitigation projects.

*Bachelor Tesis.

** Faculty of Physico-Mechanical Engineering. School of Electrical Engineering, Electronics and Telecommunications. Director: Óscar Arnulfo Quiroga Quiroga, Electrical Engineer, Ph.D. Codirector: Maria Alejandra Mantilla Villalobos, Electrical Engineer, Ph.D.

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica como producto necesita métricas para la evaluación de su calidad. Tres son las dimensiones principales consideradas para su valoración: la continuidad del suministro, la calidad de la potencia y la atención al cliente por parte del proveedor del servicio.

La calidad de potencia se mide principalmente considerando las características de la onda de tensión, por lo que también se conoce como calidad de onda. Se espera que la señal de tensión sea una sinusoidal pura de una magnitud y frecuencia fija, de igual valor y comportamiento en todas las fases del sistema. En la práctica, en los sistemas eléctricos aparecen algunos fenómenos electromagnéticos que se reflejan en las señales de tensión y o corriente del sistema, perturbando las señales correspondientes, alejándolas de sus características ideales. Los fenómenos citados se establecen con límites claros en el estándar IEEE 1159 [1]. Estas perturbaciones en las señales de tensión y/o corriente traen como consecuencia problemas de funcionamiento para la red eléctrica y para los equipos eléctricos de los usuarios conectados.

Los hundimientos de tensión (también llamados huecos de tensión, voltage sags o voltage dips) son uno de los fenómenos electromagnéticos que más afectan los procesos industriales y más pérdidas económicas ocasionan en el sector industrial. Algunos estudios han estimado dichas pérdidas con resultados alarmantes, dependiendo del tipo de industria por las actividades que realiza puede sufrir pérdidas mayores o menores, por ejemplo la industria de producción de elementos semiconductores (dispositivos electrónicos) es una de las más sensibles y

típicamente tiene pérdidas de €3.800.000 por evento en UE y \$2.500.000USD por evento en USA [2], [3].

Los hundimientos son un fenómeno de corta duración producidos principalmente por fallas de corto circuito en el sistema eléctrico, por arranque de grandes motores o energización de grandes transformadores [4]. El defecto se caracteriza por su magnitud, duración, caída de tensión, punto de inicio y de recuperación, tensión perdida y salto del ángulo de fase. Los equipos eléctricos, en especial aquellos basados en electrónica, pueden ser sensibles a una o varias de estas características [4], [5].

Para la mitigación de los efectos de los hundimientos se han planteado soluciones a distintos niveles: desde aumentar los niveles de compatibilidad de los equipos y dispositivos del usuario final, pasando por la implementación de equipos que aíslen los defectos de las cargas sensibles o mejorando la confiabilidad de la red de distribución a nivel de operador de red [5] [6].

A mayor nivel de confiabilidad deseado las inversiones necesarias para alcanzar dicha confiabilidad son también mayores, incluso pueden ser mayores que los costos incurridos al no implementar solución alguna, por lo tanto, se debe buscar un punto de equilibrio que minimice tanto costos de inversión para la mitigación de hundimientos e interrupciones como costos asociados a padecerlas.

A pesar de que existen diferentes enfoques para la mitigación, generalmente las posibilidades para el usuario final se reducen a las alternativas a nivel de carga pues

mejorar la confiabilidad de la red de distribución de la cual se alimenta y la mejora de inmunidad de sus equipos están fuera de su alcance, además es en este nivel en donde las soluciones son más prácticas y económicas [6]. La selección óptima dentro de las posibilidades dependerá de las características que pueda brindar cada alternativa en particular, algunas alternativas funcionan eficazmente con ciertos tipos de cargas y pueden ser incompatibles con otros, por esto es necesario un análisis comparativo entre las alternativas que proporcione recomendaciones a los usuarios industriales para la implementación de éstos equipos.

El presente trabajo pretende hacer un análisis comparativo de las alternativas de mitigación a nivel de usuario final, para esto el trabajo se ha dividido en cuatro capítulos: en el primer capítulo se estudian las causas que originan tanto hundimientos como interrupciones, los métodos para caracterizar los hundimientos y los efectos de los hundimientos en equipos de control y de potencia; en el segundo capítulo se identifican tres enfoques de mitigación, el enfoque para reducir el número y severidad de hundimientos a cargo del operador de red, el enfoque de mejorar la inmunidad de los equipos a cargo de los fabricantes, y el enfoque de mitigación de los efectos de hundimientos a nivel de usuario final a cargo de éste último; en el tercer capítulo se hace una descripción de las tecnologías disponibles a nivel de usuario final estudiando su principio de operación, ventajas, desventajas y casos de aplicación exitosa; por último, en el cuarto capítulo se presentan algunas recomendaciones para la formulación de proyectos de mitigación en clientes industriales.

1. CARACTERIZACIÓN, CAUSAS Y CONSECUENCIAS DE LOS HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN

Los hundimientos de tensión tienen características básicas además de algunos índices asociados a cada hundimiento que ayudan a caracterizar los eventos y proporcionan información necesaria para determinar las causas que los originaron y los efectos que pueden provocar sobre los equipos, lo cual es el punto de partida para los proyectos de mitigación. En éste capítulo se exponen diversos métodos de caracterización de hundimientos, las tres causas principales que los originan y los efectos principales sobre los equipos de potencia y de control.

1.1 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE LOS HUNDIMIENTOS

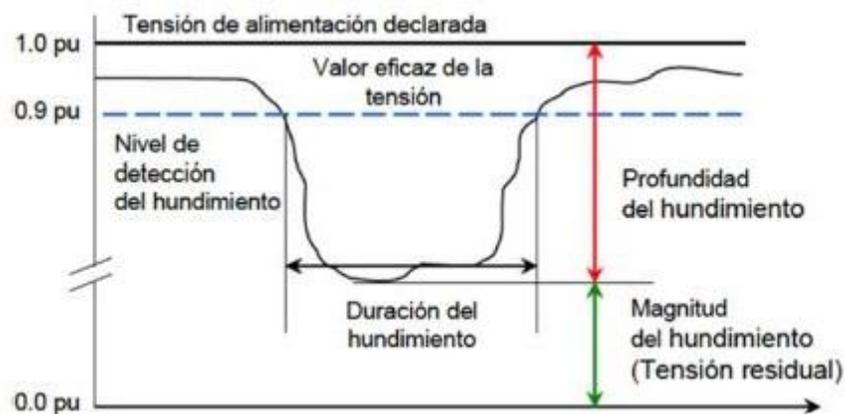
En el estándar IEEE 1159 - 2009 [1] se definen términos para las fluctuaciones del valor rms de la onda de tensión en función del valor resultante durante la perturbación, así para voltage sags el valor rms resultante de tensión está entre 0,1 y 0,9 del nominal, mientras que para short interruptions está por debajo del 0,1 del nominal. Ambos son fenómenos de corta duración, es decir que la perturbación en la onda dura menos de un minuto. En Colombia mediante la circular CREG 065 del 2012 [7] se adoptaron los términos hundimientos de tensión e interrupciones de corta duración con definiciones equivalentes a las de voltage sags y short interruptions respectivamente.

Todo hundimiento de tensión tiene unos atributos principales que lo caracterizan, como lo son: magnitud, duración, caída de tensión, salto de fase, punto de inicio del hundimiento y punto de recuperación.

1.1.1. Magnitud. Hace referencia a la tensión remanente durante la perturbación, en porcentaje a la tensión nominal o pre-falla, como se muestra en la Figura 1. Alternativamente, la magnitud del hundimiento de tensión puede ser definida como la amplitud de la caída de tensión, conllevando a un significado contradictorio, ya que esta amplitud es la diferencia entre la tensión eficaz de pre-falla y la tensión eficaz durante el evento o perturbación. Por tanto, se asigna a esta última definición el nombre de **caída de tensión** siendo la profundidad alcanzada por el hundimiento y no se confundirá con magnitud del hundimiento.

1.1.2. Duración. El origen del hundimiento de tensión se da al momento en el que la tensión en cualquiera de las fases cae a menos del 90% de su valor nominal. Los equipos de protección actúan para despejar la falla, pudiendo la tensión eficaz volver a su valor original. Siendo esto así, se entiende que la duración del hundimiento de tensión está determinada por el tiempo de despeje de la falla, hasta que se restablezca la tensión nominal en las tres fases.

Figura 1. Descripción de un hundimiento de tensión

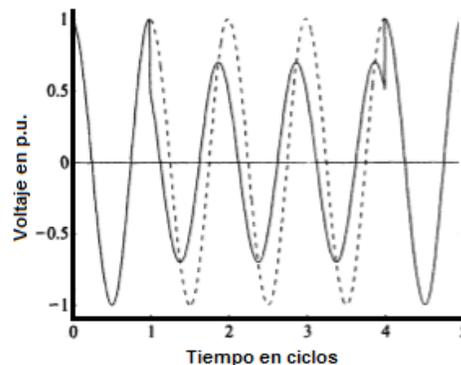


Fuente: [8]

1.1.3. Punto de inicio del hundimiento. Es considerado como punto de inicio del hundimiento el ángulo de fase de la onda fundamental de la tensión al momento en que esta presenta una caída significativa con respecto a su valor nominal, claramente dentro de los rangos considerados como hundimientos para [1]. Dicho de otra forma, corresponde al ángulo en que inicia el cortocircuito.

1.1.4. Cambio de ángulo de fase. Toda perturbación en el sistema que conlleve a un hundimiento ocasiona no solo cambios en la magnitud, pues se ve afectado por completo el fasor de la tensión, generando desplazamientos en el cruce por cero del voltaje instantáneo. Es decir, se ocasiona un cambio en el ángulo de la fase de la tensión, denominando este como “cambio de ángulo” o “salto de ángulo”.

Figura 2. Hundimiento de tensión con magnitud de 0.7 pu y cambio de fase de +45°.



Fuente: [8]

1.1.5. Punto de recuperación. También llamado punto de fin del hundimiento es el ángulo de fase de la onda fundamental de la tensión cuando ocurre la recuperación principal del hundimiento de tensión.

1.2 CARACTERIZACIÓN DE LOS HUNDIMIENTOS DE TENSIÓN

Debido a que los hundimientos de tensión son el fenómeno de mayor interés a nivel mundial en cuanto a calidad de la energía, pues estos traen consecuencias severas a los equipos de forma directa e indirecta y con gran frecuencia de aparición, se han planteado actualmente diversos índices con el fin de cuantificar estos hundimientos y así tener una descripción más precisa de estos, pues todo hundimiento es único, como si se tratara de una huella única e irrepetible.

Las siguientes son diferentes formas que se han planteado para caracterizar los huecos de tensión, aunque cabe resaltar que no todas son utilizadas ya que no tienen en cuenta la totalidad de los aspectos que caracterizan a un hundimiento, pues la mayoría de estos no lo consideran como un fenómeno trifásico, sino que analizan cada fase por separado, dejando de lado mucha información útil a la hora de dar una conclusión acerca del hueco presentado.

1.2.1. Severidad del hueco (S_e). Es una medida adimensional que busca cuantificar la profundidad del hundimiento mediante una relación comparativa con otra tensión [9]. Éste índice se encuentra contemplado en el estándar IEEE P1564 [10]. La ecuación (1) muestra la expresión matemática para S_e .

$$S_e = \frac{1-V}{1-V_{curva}} \quad (1)$$

Donde:

V : tensión durante el hundimiento.

V_{curva} : tensión de la curva a comparar.

Esta caracterización considera los hundimientos de tensión como un fenómeno monofásico, siendo este un inconveniente ya que hay gran pérdida de información para caracterizar el hundimiento. El uso de éste índice está limitado a aquellos equipos que posean curvas de sensibilidad tipo CBEMA, ITIC o SEMI pues se compara la tensión durante el hundimiento con la tensión sobre la curva para la misma duración, de esta forma si la severidad del hueco tiene un valor menor que la unidad, el hundimiento no es nocivo para el equipo (operación normal), si es igual a la unidad significa que el equipo está al límite de la operación normal, y si es mayor que uno significa que el hundimiento provoca fallos al equipo (mayor valor del índice significa más severidad como el nombre indica).

1.2.2. Energía no suministrada (E_{VS}). Está definida en la IEEE P1564 como la duración de una interrupción que conduce a la misma pérdida de energía, para una impedancia de carga, que la que produce el hundimiento de tensión a esa misma impedancia de carga [10]. La ecuación (2) muestra la expresión matemática para E_{VS} .

$$E_{VS} = \int \left[1 - \left(\frac{V}{V_{nom}} \right)^2 \right] * dt \quad (2)$$

V : tensión mínima durante el hundimiento.

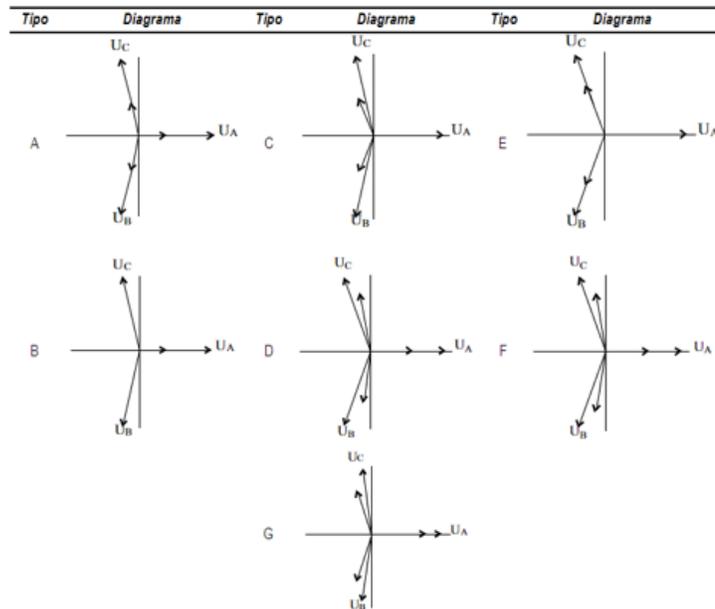
V_{nom} : tensión nominal.

Esta caracterización considera los hundimientos de tensión como un fenómeno monofásico, teniendo en cuenta solo la fase que más desciende, siendo este un

inconveniente ya que hay gran pérdida de información para caracterizar el hundimiento.

1.2.3. Caracterización fasorial. La caracterización fasorial de los hundimientos parte del análisis y comparación de las tensiones complejas en cada una de las fases durante el hundimiento con las tensiones pre-falla, el resultado del análisis propuesto por Math Bollen son siete tipos de hundimientos diferentes que pueden experimentar las cargas trifásicas los cuales son nombrados por las letras A, B, C, D, E, F y G ver figura 3. Esta caracterización considera tanto el módulo como el ángulo de los fasores de tensión en las tres fases durante el hundimiento de tensión [11].

Figura 2. Siete tipos de hundimientos trifásicos.



Fuente: [11]

1.2.4. Tensión perdida. Representa la diferencia entre la tensión real sin la presencia del hundimiento y la tensión existente durante la perturbación.

$$L_V = \int \left[1 - \frac{V}{V_{nom}} \right] * dt \quad (3)$$

V : tensión mínima durante el hueco.

V_{nom} : tensión nominal.

1.2.5. Curvas CBEMA, ITIC y SEMI. Se utilizan para representar la capacidad de tolerancia de los equipos informáticos frente a hundimientos de tensión [12]. Estas son explicadas con mayor detalle en la sección sensibilidad de equipos típicos de este documento. Estas curvas presentan inconvenientes al considerar los hundimientos como un fenómeno monofásico únicamente. En la tabla 1 se presentan las principales limitaciones de las curvas de sensibilidad.

Tabla 1. Principales limitaciones de las curvas de sensibilidad.

Factor	Principal dificultad	Problema potencial
Dinámica de la carga	Las cargas suelen tener un comportamiento dinámico. Una curva estática puede no representar correctamente la sensibilidad de la carga.	La curva de sensibilidad puede identificar erróneamente condiciones aceptables/inaceptables del suministro de energía.
Sistemas trifásicos	A pesar de que los sistemas de distribución y muchas cargas industriales son trifásicas, la curva	Incapacidad de identificar casos de desbalances, excesivas tensiones de secuencia negativa y cero.

	únicamente representa eventos monofásicos.	
Información de fase para eventos de corta duración	El punto sobre la onda en que ocurre la perturbación puede ser un factor importante a considerar (especialmente para equipos de potencia). No hay información sobre esto en la curva.	Los efectos de la perturbación son más severos cuando ocurren cerca de los picos y menos severos cuando ocurren cerca de los ceros de la onda de tensión.
Frecuencia	Las curvas de sensibilidad no consideran armónicos o desviaciones en la frecuencia de alimentación.	No se tienen en cuenta las desviaciones de frecuencia.
Eventos múltiples	No son consideradas la ocurrencia de eventos repetitivos muy cercanos en el tiempo, u otro tipo de eventos como eventos de múltiples estados.	Algunos eventos juzgados como aceptables pueden no serlo si éstos eventos se repiten muy cerca unos de otros en el tiempo.
Eventos de larga duración	Los eventos de larga duración están por fuera de aplicación de las curvas de sensibilidad.	Los eventos de larga duración son un problema que debe ser considerado
Puesta a tierra	La tensión del neutro respecto a tierra no es modelada.	Las tensiones y corrientes de neutro pueden generar condiciones de operación inaceptables.
Modelo energético errado	Las curvas de sensibilidad no modelan correctamente la vulnerabilidad de cargas selectas	Una única curva de sensibilidad no puede modelar todos los tipos de carga.

1.2.6. Indicadores considerados para hundimientos de tensión según CREG.

Los operadores de red deben reportar mensualmente a la CREG los indicadores de

la calidad de la potencia establecidos en la resolución 065 de 2012 emitida por la CREG, para lo cual se toman medidas de forma permanente en todas las subestaciones del STN (sistema de transmisión nacional), STR (Sistema de transmisión regional) y SDL (sistema de distribución local) además de otros puntos de medida móviles. Para el caso de hundimientos los indicadores se calculan con base en un periodo de evaluación de una semana, son los siguientes [7]:

- $NHT_{p,n,s}$: Número de hundimientos que se presentan en el punto de medida p, asociado al nivel de tensión n, durante la semana s.
- $NHIT_{p,n,s}$: Número de hundimientos instantáneos que se presentan en el punto de medida p, asociado al nivel de tensión n, durante la semana s.
- $NHMT_{p,n,s}$: Número de hundimientos momentáneos que se presentan en el punto de medida p, asociado al nivel de tensión n, durante la semana s.
- $NHTT_{p,n,s}$: Número de hundimientos temporales que se presentan en el punto de medida p, asociado al nivel de tensión n, durante la semana s.

En la descripción anterior se usa una discriminación adicional respecto a la duración del hundimiento mediante las palabras instantáneo, momentáneo y temporal, esta discriminación está expuesta en el estándar IEEE 1159 [1] y se resume en la tabla 2.

Tabla 2. Discriminación de hundimientos respecto a su duración

Discriminación	Duración
Instantáneo	0~30 ciclos
Momentáneo	30 ciclos ~ 3 segundos
Temporal	3 segundos ~ 1 minuto

La variable n puede tomar un valor entero de 1 a 4 según la tensión nominal de operación como muestra la tabla 3.

Tabla 3. Niveles de tensión.

Nivel de tensión	Rango
1	$X < 1 \text{ kV}$
2	$1 \text{ kV} \leq X < 30 \text{ kV}$
3	$30 \leq X < 57,5 \text{ kV}$
4	$57,5 \text{ kV} \leq X < 220 \text{ kV}$

Es importante mencionar que no se tienen límites para estos indicadores como si los hay para indicadores de otros fenómenos como la distorsión armónica total THDV.

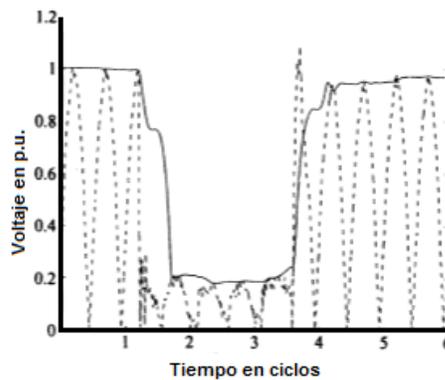
1.3 CAUSAS DE LOS HUNDIMIENTOS

Una de las principales causas de los hundimientos de tensión son las fallas de red que se presentan debido a causas externas al sistema, las cuales intervienen bruscamente con el flujo de corriente [4] [8] [14]. Los equipos de monitorización registran este tipo de perturbaciones, pero también registran fallos internos que causan flujos de corrientes anormales, en igual o menor grado que las fallas externas, pero con un mayor grado de aparición, contribuyendo a la mayor frecuencia de aparición de hundimientos de tensión.

De manera generalizada, los hundimientos de tensión debidos a fallas de red se consideran hundimientos rectangulares mientras que los causados por cargas rotativas o máquinas de inducción son considerados no rectangulares.

1.3.1. Hundimientos de tensión rectangulares. Son los hundimientos debidos a fallas de red. Normalmente se deben a causas externas al sistema como descargas atmosféricas, ramas de árboles, falta de mantenimientos de equipos, maleza, viento, animales, entre muchos otros factores influyentes. Estas fallas inducen al aumento del flujo de corriente, por lo tanto, es de esperar una fuerte caída de tensión. En la Figura 4 se observa un hundimiento de tensión de tipo rectangular, mostrando la tensión rms y la tensión absoluta (Línea punteada) durante esta perturbación.

Figura 4. Voltaje rms de medio ciclo junto con el valor absoluto de la tensión (línea punteada).

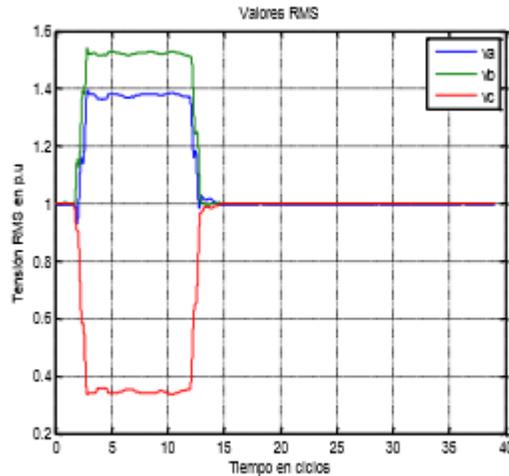


Fuente: [5]

1.3.1.1. Falla monofásica. Este tipo de fallas son las de mayor frecuencia de aparición, ocasionando el mayor número de cortocircuitos en el sistema. Es de recalcar que en este tipo de hundimientos la tensión solo se ve afectada en la fase de falla, sin interferir en las otras dos fases. Esto se da en sistemas con neutro sólidamente a tierra, ya que en sistemas sin puesta a tierra si se ven afectadas las

tres fases, teniendo un hundimiento de tensión en la fase de falla y una sobretensión en las dos fases restantes.

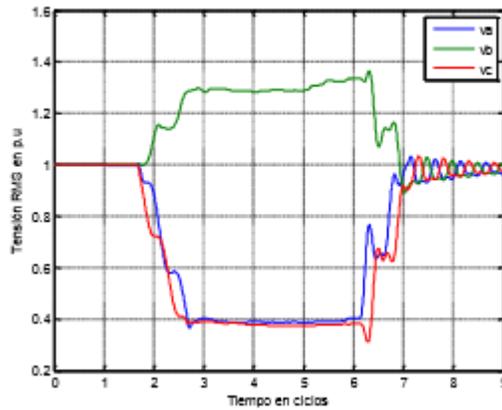
Figura 5. Tensión rms durante hundimiento por falla línea a línea



Fuente: [4]

1.3.1.2. Falla línea a línea. Una falla bifásica línea-línea se origina cuando se ponen en contacto dos fases. No es tan común como una falla monofásica, pero si tiene mayor ocurrencia que una falla trifásica. Esta falla genera una caída de tensión en las dos fases falladas, mientras que en la fase restante se sufre una sobretensión. Esto conlleva a un desequilibrio de corrientes en las fases, conllevando probablemente a un aumento en la intensidad de corriente en algunas de las fases falladas. Esto sería un grave problema, pues sin importar la duración de la perturbación, las cargas alimentadas se verán afectadas por este aumento de corriente, ocasionando daños a equipos sensibles o equipos de control.

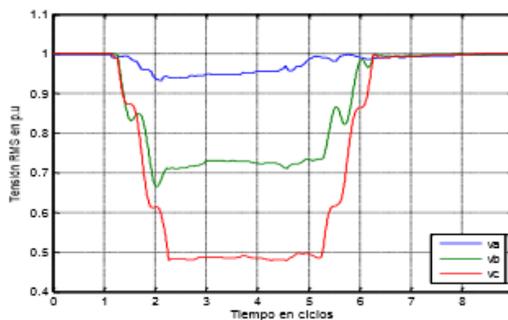
Figura 6. Tensión rms durante hundimiento por falla monofásica en sistema sin puesta a tierra.



Fuente: [4]

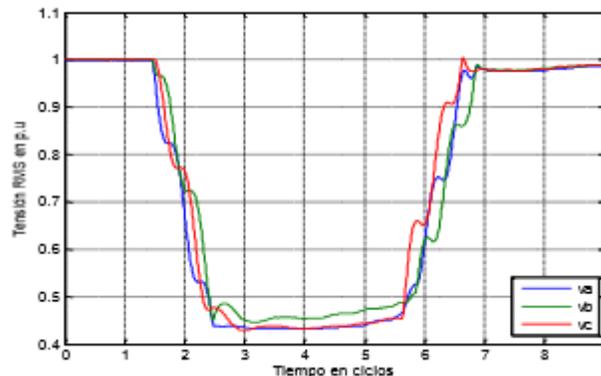
1.3.1.3. Falla bifásica a tierra. Se origina cuando son puestos en contacto dos conductores y además hay contacto con alguna estructura o cualquier contacto con tierra. Se ocasiona un hundimiento de tensión en las tres fases, con diferentes magnitudes de caída de tensión. Existen impedancias de secuencia cero involucradas, por lo tanto, hay corrientes de secuencia cero y, como es de saberse estas corrientes de secuencia cero generan altas corrientes de retorno, lo que pone en peligro la operación del sistema y la integridad física de personas.

Figura 7. Tensión rms durante hundimiento por falla bifásica a tierra.



1.3.1.4. Falla trifásica. Es causada por el contacto entre las tres fases. La caída de tensión en las tres fases es muy similar, por lo tanto, esta falla es considerada como falla simétrica pues no ocasiona desbalances en las tensiones de las fases. Se presentan flujos de corriente similares en las fases y con un valor muy alto de intensidad debido a la severidad de la caída de tensión del sistema.

Figura 8. Tensión rms durante hundimiento por falla trifásica.



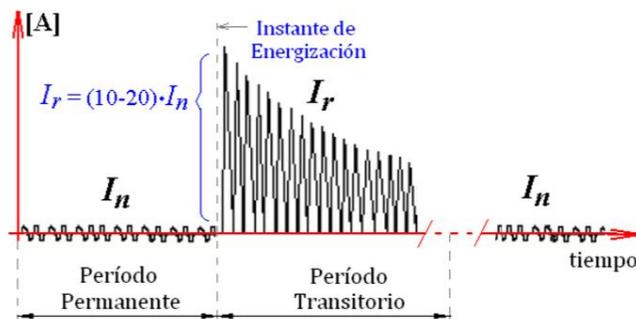
1.3.2. Hundimientos de tensión no rectangulares. Estos hundimientos de tensión son los ocasionados por arranque de motores de inducción y por la energización de transformadores.

1.3.2.1. Hundimientos de tensión debido a la energización de transformadores.

Todo material ferromagnético, después de ser sometido a una magnetización, no retorna a su estado original después de salir de la influencia del campo magnético externo [15]. Esto ocasiona que queden flujos magnéticos en el núcleo llamados “flujos residuales”, y cobran gran importancia a la hora de energizar un transformador, ya que de estos depende la magnitud que alcanzará la corriente. Al momento de la energización de un transformador sin carga se presenta en el

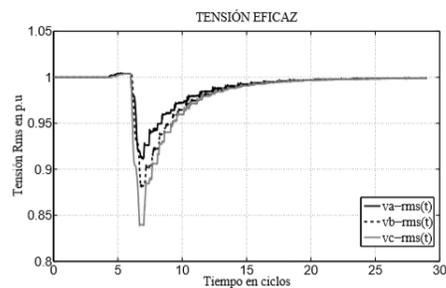
bobinado primario un alto flujo de corriente, esto debido a los flujos residuales. Esta corriente transitoria es llamada “corriente inrush” y presenta varios picos transitorios de gran amplitud, pudiendo alcanzar valores muy elevados de hasta 10 a 20 veces el valor de la corriente nominal del transformador. Esta corriente inrush se caracteriza por tener un amplio espectro de componentes armónicas entre las cuales predominan las de segundo orden.

Figura 9. Relación entre la I_n y la I_r .



En la figura 9 se muestra la relación existente entre la corriente nominal del transformador y la corriente inrush al momento de la energización.

Figura 10. Caracterización del hueco de tensión en rms producido por energización de un transformador conectado directamente a carga.

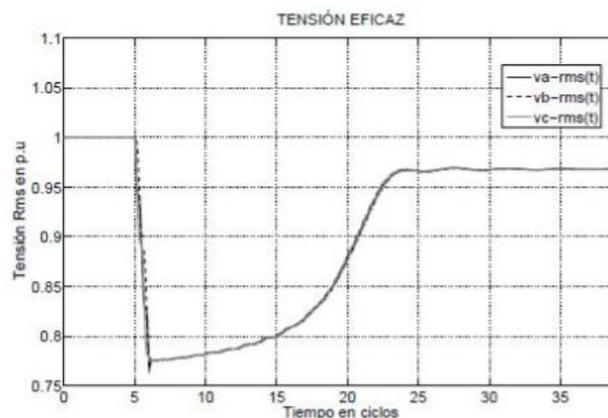


Una característica importante de los huecos de tensión originados por la energización de transformadores es el desbalance que se presenta entre las tensiones de fase y el contenido significativo de armónicos de corriente inyectados por el transformador [17] [18]. Esto resulta importante para distinguir entre huecos de tensión originados por la energización de transformadores y huecos de tensión por el arranque de motores de inducción ya que estos últimos, aunque presentan una recuperación tipo exponencial, no inyectan armónicos a la red.

1.3.2.2. Hundimientos de tensión debido a arranques de motores de inducción.

El arranque de un motor de inducción demanda grandes corrientes de alrededor de 5 a 10 veces la corriente nominal, las cuales se mantienen hasta que la maquina alcanza un estado estable, y con un factor de potencia muy bajo [5]. Esta alta intensidad de corriente empieza a desaparecer lentamente cuando la maquina va alcanzando su estado estable, recuperando así la tensión de forma es debida a la inercia del motor. Esta clase de huecos de tensión se caracterizan por la recuperación de tipo exponencial que sigue la tensión. Este comportamiento hace que sea clasificado como un hueco de tensión no rectangular [19].

Figura 11. Tensión rms durante hundimiento por arranque de motor de inducción.



“Tanto la tensión como la corriente tienen una recuperación de tipo exponencial antes de alcanzar sus respectivos valores de estado estable postfalla, los cuales se ven sustancialmente afectados, ya que hay un aumento significativo de corriente una vez que entra a operar el motor provocando a si la reducción en el valor eficaz de la tensión [4].”

1.4 CONSECUENCIAS DE LOS HUNDIMIENTOS E INTERRUPCIONES DE CORTA DURACIÓN

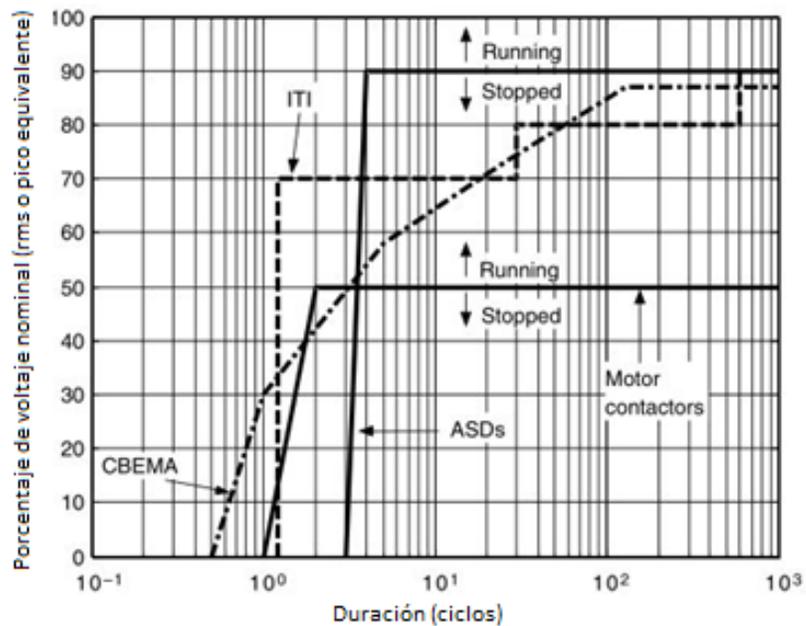
Aunque el fin último de una evaluación minuciosa de las consecuencias de dichos fenómenos es la determinación del costo en el que se incurre al permitir que se vea afectado el funcionamiento normal de los equipos y con ellos el funcionamiento de los procesos productivos, existe un interés técnico en evaluar el comportamiento de los equipos típicos que operan en plantas industriales tales como motores de inducción con sus controladores, contactores, relés y demás equipos de control como PLC's o computadoras, bajo las condiciones impuestas por los hundimientos.

1.4.1 Sensibilidad de equipos típicos.

Los impactos de los hundimientos de tensión sobre equipos típicos tienen una fuerte dependencia de las características del hundimiento como la profundidad, duración, desbalance, etc. éstas características están determinadas por la causa que genera el hundimiento y por los parámetros del sistema de potencia. Se estudiarán dos grandes grupos a saber: efectos sobre equipos de potencia y efectos sobre equipos de control y comunicación. La forma más común de representar la sensibilidad de los equipos a los hundimientos de tensión es mediante una curva magnitud versus duración del hundimiento, la cual advierte el límite de profundidad del hundimiento que puede soportar el equipo operando correctamente como una función de la duración del evento. La curva desarrollada por la asociación de fabricantes de

equipos informáticos CBEMA por sus siglas en inglés hacia 1977 pretendía estandarizar la capacidad de los equipos informáticos ante las variaciones de tensión, ésta fue adoptada por el IEEE en [20]. Ya en 1994 la curva fue actualizada y renombrada por el consejo de la industria de tecnología de la información ITIC [6]. Las curvas CBEMA e ITIC junto con un ejemplo de curva de sensibilidad de contactores y controladores de velocidad se muestran en la Figura 12.

Figura 12. Curvas de sensibilidad CBEMA/ITI



Fuente: [6]

1.4.1.1 Efectos sobre equipos de potencia. Como equipos de potencia se consideran tres tipos de máquinas eléctricas indispensables en cualquier instalación comercial e industrial: transformadores, máquina de inducción y máquina síncrona.

- **Motores de inducción**

Los motores de inducción trifásicos presentan picos de intensidad, par y deslizamiento durante el hundimiento y tras la recuperación de la tensión. El pico de corriente puede provocar que operen las protecciones de sobre corriente del motor llevándolo a una parada no deseada; el pico de par provoca sobre esfuerzos mecánicos tanto al eje del motor como a la carga produciendo envejecimiento de la máquina y posibles daños en el proceso productivo; el pico de deslizamiento equivalente a la máxima pérdida de velocidad del motor puede hacer que pierda su sincronismo con las demás partes de un proceso y generar productos fuera de las especificaciones, además también puede provocar que el motor pierda su punto de estabilidad conduciéndolo a una parada no deseada.

Los motores de inducción son especialmente sensibles a la magnitud del hundimiento, se ha encontrado que el pico de corriente debido a hundimientos simétricos es casi una función lineal de la profundidad del mismo [21] [22], estos picos de corriente pueden alcanzar valores de diez veces la nominal, una corriente mayor a la corriente de arranque directo del motor.

Los hundimientos asimétricos provocan que el par motor oscile durante el hundimiento y tras la recuperación de la tensión mientras se llega nuevamente a un estado estable [23] [24], dichas fluctuaciones de par ejercen sobre esfuerzos mecánicos al eje del motor y a su carga, y pueden generar situaciones de trabajo inseguro para el personal.

La duración del hundimiento tiene poca influencia en los picos de corriente y par, dado que estos picos por lo general se producen durante el primer semiperiodo del

hundimiento [24] además la poca influencia de la duración sobre los picos de corriente es únicamente apreciable para hundimientos profundos (de menos del 20%). La pérdida de velocidad es despreciable para hundimientos superficiales o poco profundos (de más del 70%), para hundimientos más profundos la pérdida de velocidad aumenta significativamente con la duración del hundimiento hasta que se llega a un nuevo punto estable [21].

Se ha estudiado también la influencia de otras características del hundimiento en el comportamiento del motor, por ejemplo, el máximo pico de intensidad se ha encontrado independiente del punto de onda inicial cuando el motor se somete a hundimientos simétricos, sin embargo, para hundimientos asimétricos el punto de onda inicial más desfavorable puede ser 90° o 0° según el tipo [22] [24]. En el caso de hundimientos repetitivos la duración del primer hundimiento no influye en el pico de corriente causado por el siguiente; de otro lado en hundimientos de múltiples estados, el pico de corriente depende de la diferencia entre las tensiones de cada estado y ocurre en los momentos de transición entre ellos [21].

En [24] se presentan las curvas de sensibilidad del motor tipo CBEMA diferenciadas para cada tipo de hundimiento, éstas curvas pueden ser usadas para la coordinación de las capacidades que tienen las máquinas para soportar los hundimientos.

A modo de resumen los efectos más severos en intensidad y deslizamiento se presentan cuando el motor se somete a hundimientos simétricos mientras que, en par, los efectos más severos se presentan para hundimientos asimétricos [24].

- **Transformadores trifásicos**

Existen dos efectos principales en los transformadores, picos de flujo magnético en el núcleo debidos a una componente DC generada tras el hundimiento que obliga al transformador a operar en la zona saturada, y en consecuencia picos de intensidad de la llamada *corriente inrush* [24] [25] [26] [27].

Ambos picos se comportan similarmente pudiendo alcanzar valores de varias veces los nominales y dependen de las características del hundimiento, magnitud, duración, ángulo de inicio y tipo de hundimiento.

La duración del hundimiento presenta una influencia periódica sobre los picos de corriente inrush, es importante mencionar que si la duración es un múltiplo entero del periodo no se presentan picos de corriente inrush, y que la duración crítica, es decir, la que produce los picos máximos de corriente, se presenta cuando la duración es un múltiplo entero del periodo más medio periodo [26]. El tipo de hundimiento tiene poca relevancia pues los picos de corriente y flujo son similares para hundimientos simétricos y asimétricos [24].

Al igual que en los motores, los picos de corriente tienen una dependencia lineal respecto a la magnitud del hundimiento, el pico es mayor cuanto menor sea la tensión durante el hundimiento, en hundimientos superficiales no se aprecian picos [24] [25] [27].

Los picos de corriente inrush presentan un comportamiento periódico respecto al punto de onda inicial [25], observando este comportamiento se concluye que el pico

de corriente es similar para todos los tipos de hundimientos, aunque se presenta para puntos de onda inicial diferentes en cada tipo. En [24] se presentan los puntos de onda inicial más desfavorables diferenciados para cada tipo de hundimiento.

Se pueden señalar tres diferencias principales entre la sensibilidad a los hundimientos en los motores de inducción y en transformadores trifásicos respecto a los picos de corriente:

- ✓ Los motores presentan el pico durante el hundimiento y tras la recuperación de la tensión mientras que los transformadores presentan el pico de corriente únicamente tras la recuperación de la tensión.
- ✓ La duración del evento influye muy poco para el caso de los motores mientras que en transformadores la influencia es muy fuerte pues dependiendo de ella pueden o no presentarse los picos de corriente.
- ✓ El tipo de hundimiento afecta muy poco a los transformadores, pero en motores la dependencia es mucho mayor

- **Máquina síncrona**

Los efectos observados en la máquina síncrona son picos de corriente y par, y variaciones en la velocidad lo cual puede llevar a la máquina a una pérdida de sincronismo y provocar que las protecciones operen para desconectar la máquina [28].

Los picos de corriente y par se comportan similarmente en la máquina síncrona y en el motor de inducción en cuanto que:

- ✓ Presentan un comportamiento lineal respecto a la magnitud del hundimiento, más altos los picos cuanto más profundos los hundimientos, esto es válido para todos los tipos de hundimientos [29].
- ✓ Presentan un comportamiento periódico respecto a la duración del evento, los picos más severos se producen cuando la duración es igual a un múltiplo entero del periodo del fundamental más medio periodo [30] [31].
- ✓ El punto de onda inicial más desfavorable es 0° o 90° según el tipo de hundimiento [28].

Algunos de los hundimientos más severos pueden provocar saturación en la máquina, la cual ocurre siempre tras la recuperación de la tensión y puede provocar picos de corriente y par aún mayores [30].

Los límites de estabilidad de la máquina pueden verse como una curva de sensibilidad tipo CBEMA la cual puede ser obtenida mediante el criterio de las áreas iguales extendido a hundimientos de tensión [30].

1.4.1.2 Sensibilidad de equipos de comunicación y control. Para alcanzar altas eficiencias y aumentar la rentabilidad de los negocios, los procesos productivos en las industrias funcionan bajo estrictos esquemas de control en los que intervienen

equipos de procesamiento de datos muy sensibles a los hundimientos de tensión como computadoras, PLC's y variadores de velocidad.

- **Computador personal**

Es casi imposible imaginar una actividad humana que no se haga más eficientemente con ayuda de una computadora, con el auge de internet y perspectivas como el internet de las cosas es evidente que el uso y necesidad de las computadoras aumentará, luego es importante conocer la capacidad de ellas para soportar los hundimientos ya que tanto PC como PLC se han identificado como equipo altamente sensible a ellos.

En la industria las computadoras tienen varios propósitos, pueden funcionar como una herramienta online (cuando están involucradas en algún tipo de control en tiempo real) o como una herramienta offline (procesamiento de texto, CAD, etc.) según la actividad que se realiza con ella las consecuencias del mal funcionamiento a causa de hundimientos pueden ser desde sin importancia hasta graves [32].

En [32] se analizan tres criterios para definir el mal funcionamiento del PC, en orden de sensibilidad son: bloqueo de las operaciones de lectura/escritura (software), bloqueo del sistema operativo (software) y reinicio automático (hardware). Las curvas de sensibilidad tienen una forma rectangular, de las cuales se aprecia que una gran cantidad de hundimientos no provocarán el reinicio automático del PC pero si pueden alcanzar los primeros dos criterios de mal funcionamiento, la recomendación es que se tomen dichos criterios para elaborar las curvas en vez del tradicional criterio del reinicio automático usado por la gran mayoría de fabricantes.

- **Contactores**

Los contactores son pieza fundamental para la lógica cableada que permite controlar motores y junto con ellos los procesos productivos asociados. Los contactores con bobina de AC se han identificado como elementos altamente sensibles a las variaciones de tensión (hundimientos para éste caso). Ya que los contactos principales y auxiliares pueden tener un solo estado a la vez, se dice que el contactor falla cuando un hundimiento de tensión provoca que sus contactos regresen a su normalidad (NA/NC)

En [33] se analiza la sensibilidad de los contactores con bobina de AC y se generan curvas de sensibilidad para seis contactores específicos, dichas curvas son el resultado de una gran cantidad de pruebas de laboratorio y en base a ellas se afirma lo siguiente:

- ✓ Es común que contactores soporten hundimientos de hasta alrededor de 50% durante periodos prolongados.
- ✓ Los contactores a diferencia de las computadoras son muy sensibles a otras características del hundimiento además de la profundidad y duración, tal es el caso del punto de onda inicial, el salto de fase, y las condiciones de distorsión armónica antes, durante y después del hundimiento.

- **Adjustable speed drive ASD**

La configuración típica del ASD involucra una alimentación trifásica, un puente rectificador no controlado, un puente de conexión (bus) DC (usualmente un

capacitor conectado en paralelo a la salida del puente rectificador) y un puente inversor trifásico controlado, el cual regula amplitud y frecuencia de la tensión para accionar el motor.

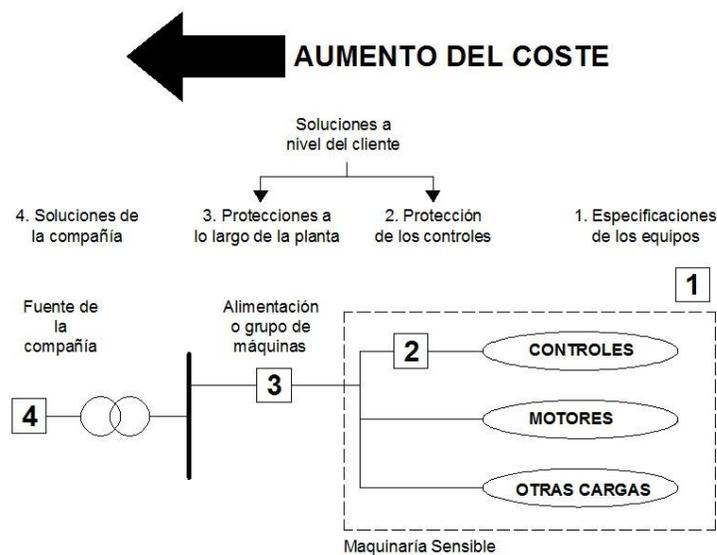
Los hundimientos de tensión en la red de alimentación provocan que la tensión en el bus DC se reduzca, lo cual puede hacer que operen las protecciones de baja tensión y desconectar el drive. Los hundimientos asimétricos son mucho menos nocivos para el ASD que los de tipo simétrico, además el ASD se puede hacer prácticamente inmune a los hundimientos asimétricos simplemente agregando un valor adecuado de capacitancia al bus DC [34], en contraste, para reducir la sensibilidad del drive frente a hundimientos simétricos se requiere de otro almacenador de energía.

2. ENFOQUES DE MITIGACIÓN DE HUNDIMIENTOS

Existen diversas medidas que son implementadas para mitigar los hundimientos de tensión, estos métodos se emplean con el fin de disminuir el número y la severidad de los hundimientos y, así mismo, minimizar las posibles pérdidas económicas que estos conllevan. Los operadores de red, los usuarios finales y los fabricantes de equipos cuentan con distintas alternativas para mitigar los efectos de los hundimientos de tensión y reducir la sensibilidad de las máquinas frente a dichas perturbaciones.

La Figura 13 muestra que existen diferentes enfoques para la mitigación de los hundimientos de tensión, diversas alternativas tanto a nivel de usuario final, como de operador de red y de fabricantes de equipos, siendo menos costoso emplear las soluciones mientras más cerca se encuentre de la carga.

Figura 13. Soluciones a los hundimientos y costos involucrados.



2.1 CONSECUENCIAS DE LOS HUNDIMIENTOS E INTERRUPCIONES DE CORTA DURACIÓN

Como ya se ha dicho antes los hundimientos de tensión se presentan cuando ocurre una falla de corto circuito, dicha falla puede presentarse tanto en el sistema de transmisión como en el de distribución, siendo mucho más frecuentes en este último, por tanto, desde la perspectiva del operador de red se tienen tres alternativas: reducir la tasa de fallas en su sistema, reducir el tiempo de despeje de las fallas y disminuir el número de usuarios afectados por ellas [5].

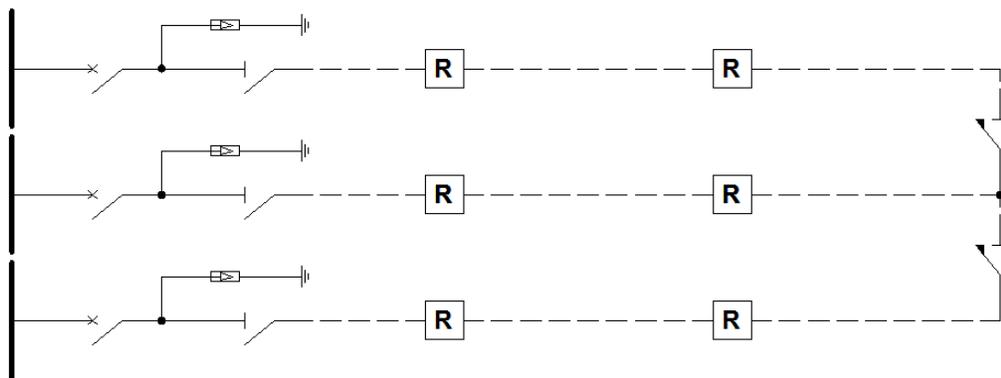
Reducir la tasa de fallas tiene que ver con actividades de mantenimiento e inspección de los equipos que operan en la red, poda de árboles y vegetación, construcción de barreras físicas que impidan que los animales entren en contacto con las partes energizadas, etc.

Para reducir el tiempo necesario para aislar las fallas hace falta contar con un esquema de protecciones robusto, puede incluso refinarse o cambiarse totalmente el esquema de protecciones con resultados positivos para los clientes en cuanto a la duración de los hundimientos. El uso de nuevas tecnologías como fusibles limitadores de corriente o reconectores puede aumentar el rendimiento del esquema [5].

La configuración del sistema de distribución determina la cantidad de usuarios que se ven afectados por las fallas que ocurren dentro del sistema; comúnmente los sistemas de distribución se construyen siguiendo un diseño radial, lo que significa que cada circuito alimentador tiene un solo interruptor, de este modo para aislar una falla en un alimentador cualquiera es necesario desconectar la totalidad de la carga de dicho alimentador. Un diseño en anillo aumenta notablemente la confiabilidad,

los interruptores y reconectores se instalan de tal forma que para aislar una falla se desconecta máximo una tercera parte de la carga conectada al alimentador fallado [35], el esquema básico de un sistema en anillo abierto se ve en la Figura 14. El esquema en anillo abierto funciona como un esquema radial la mayor parte del tiempo pues el interruptor que conecta dos alimentadores adyacentes está abierto bajo condiciones normales, las fallas se aíslan desconectando una tercera parte del alimentador como máximo, las demás cargas se alimentan cerrando el interruptor mencionado.

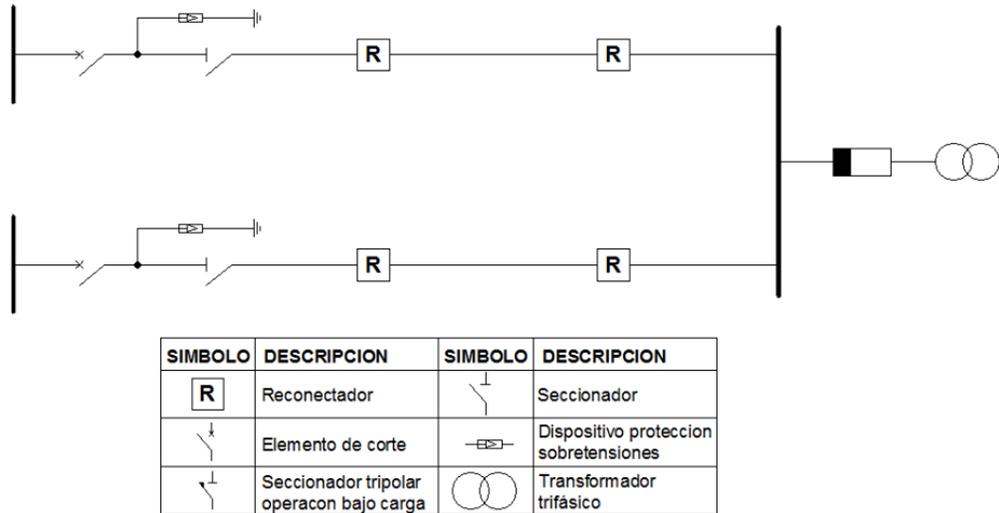
Figura 14. Sistema de distribución configuración anillo abierto



SIMBOLO	DESCRIPCION	SIMBOLO	DESCRIPCION
	Reconector		Seccionador
	Elemento de corte		Dispositivo proteccion sobretensiones
	Seccionador tripolar operacon bajo carga		

Un diseño en anillo cerrado aumenta aún más la confiabilidad pues ofrece alimentación redundante y se utiliza para clientes con cargas sensibles como hospitales, industriales y subestaciones MT/MT. El esquema en anillo cerrado exige grandes inversiones y su uso debe ser plenamente justificado. Un ejemplo de este esquema se presenta en la Figura 15.

Figura 15. Sistema de distribución configuración anillo cerrado.



2.2 CONSECUENCIAS DE LOS HUNDIMIENTOS E INTERRUPCIONES DE CORTA DURACIÓN.

Las compañías fabricantes de equipos eléctricos o electrónicos se ven obligadas a realizar pruebas a sus equipos para determinar la sensibilidad de ellos a los hundimientos. Para que las compañías permanezcan competitivas, las curvas de sensibilidad de sus equipos deben estar por debajo de la curva ITIC la cual es el referente del estándar [20].

Los procedimientos y requisitos recomendados para realizar las pruebas de sensibilidad se presentan en el estándar IEEE 1668 [36], allí se sugiere que los niveles de inmunidad sean los de la curva SEMI-F47 la cual se muestra en la Figura 16, en la tabla 4 se resumen los tres puntos principales de prueba sobre la curva SEMI-F47.

Figura 16. Curva SEMI-F47

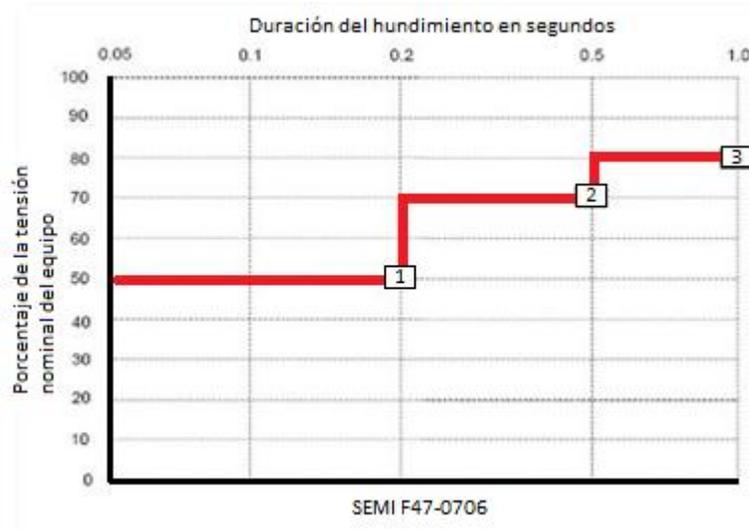


Tabla 4. Puntos de prueba recomendados para determinar sensibilidad de equipos

Posición sobre la curva SEMI-F47	Magnitud del hundimiento [%]	Duración en ciclos a 60 [Hz]	Duración en segundos
1	50	12	0,2
2	70	30	0,5
3	80	60	1

2.3 ENFOQUE A NIVEL DE USUARIO FINAL

Gran mayoría de las pérdidas económicas son consecuencia de los fallos a nivel de equipos de control, pues como se dijo con anterioridad, estos equipos electrónicos son muy sensibles a las caídas de tensión pudiendo generar una mala coordinación de los procesos de producción, aun cuando estos sigan funcionando.

Como se ha mostrado en la Figura 13, algunas de las soluciones pueden ser abordadas por el usuario final o cliente, y entre ellas está el implementar medidas de mitigación de hundimientos en la coordinación de procesos de automatización, dando así al circuito de control las capacidades necesarias para evitar la desenergización de los equipos.

Entre los principales equipos y estrategias de mitigación de hundimientos de tensión e interrupciones breves aplicados a los sistemas eléctricos industriales, se pueden enumerar los siguientes [37] [38]:

- Grupo motor generador.
- Static transfer switches and fast transfer switches.
- Transformador ferroresonante (CVT).
- Sistemas de Alimentación Ininterrumpida (SAI) y baterías de almacenamiento.
- Volantes de inercia.
- Almacenamiento de energía mediante superconductores magnéticos (SMES).
- Restauradores dinámicos de tensión (DVR).

La estrategia de mitigación aplicando los equipos mencionados, se detalla en el siguiente capítulo.

3. ALTERNATIVAS DE MITIGACIÓN DE HUNDIMIENTOS A NIVEL DE USUARIO FINAL

Las alternativas a nivel de usuario final como es lógico, en su mayoría se enfocan al acondicionamiento de la onda de tensión mediante convertidores basados en electrónica de potencia y frecuentemente cuentan con almacenadores de energía que aseguran la corrección de las falencias presentadas en la onda de la alimentación.

En éste capítulo se presentan las tecnologías más usadas para la mitigación de hundimientos e interrupciones cortas a nivel de usuario final, comenzando por las más recientes y dejando de últimas las obsoletas o menos usadas. El capítulo finaliza con la descripción de dos equipos específicos frecuentemente usados en la industria para la mitigación de hundimientos, uno de ellos fabricado por Schneider Electric y el otro por ABB.

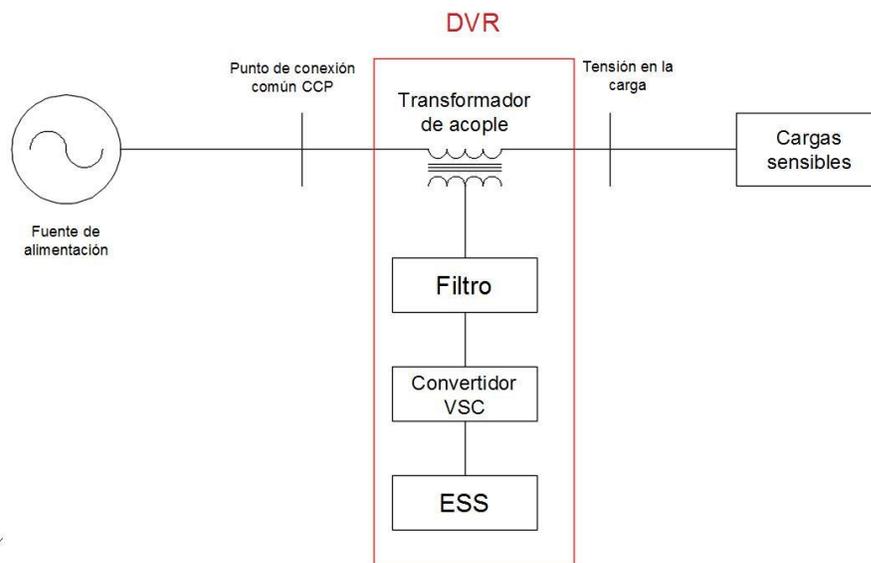
3.1 RESTAURADOR DINÁMICO DE TENSIÓN (DVR)

El restaurador dinámico de tensión conocido como DVR por sus siglas en inglés (dynamic voltage restorer) es una solución versátil y eficaz a varios problemas de la calidad de la potencia. Aunque en sus inicios en la década de los 90 fue ideado para compensar hundimientos y elevaciones de tensión, investigaciones recientes han ampliado el panorama de compensación a armónicos, desequilibrios de tensión y algunas otras perturbaciones [39].

El DVR funciona detectando la perturbación en la red de alimentación e inyectando la tensión exacta necesaria para mantener los niveles de tensión deseables para

las cargas sensibles [40]. En la figura 17 se muestran las principales partes constitutivas del DVR: un sistema de almacenamiento de energía (ESS), un convertidor de tensión basado en electrónica de potencia, un filtro pasivo y un transformador de acople (también llamado transformador de inyección o transformador serie).

Figura 17. Esquema constitutivo de DVR.



Las tecnologías DVR se clasifican según su topología y según su estrategia de control. Se pueden diferenciar los siguientes casos:

1. Según su sistema de almacenamiento de energía ESS: Los más populares son los bancos de baterías (BESS) pues es una tecnología madura, pero tiene serias desventajas como su corta vida útil y la necesidad de mantenimientos complejos; otras alternativas incluyen volantes de inercia (FESS), almacenamiento de energía magnética mediante superconductores

(SMES) y supercapacitores. También existe la posibilidad de alimentar el DVR con la tensión remanente durante la perturbación y tomar la energía proveniente de la red, es decir sin necesidad de almacenamiento de energía, si el convertidor se alimenta del lado de la fuente, el DVR está limitado a compensar hundimientos de máximo el 50% de la tensión nominal de la carga [39]; si el convertidor se alimenta del lado de la carga, ésta puede sufrir las corrientes no lineales generadas por el convertidor. Los ESS mencionados se analizan con más detalle en secciones posteriores.

2. Según el tipo de convertidor: El DVR puede tener dos convertidores uno DC/DC, un puente DC y uno DC/AC; o un sólo convertidor DC/AC con lo cual se elimina el puente DC [41]. Las topologías de los inversores usan dispositivos semiconductores para hacer las conmutaciones necesarias y obtener una tensión alternante a partir de una continua, la tensión alternante obtenida así es una onda cuadrada con alto contenido armónico de allí la necesidad del filtro. Los dispositivos de conmutación usados pueden ser GTO (gate turn-off thyristors), MOSFET (metal oxide semiconductor field effect transistors) e IGBT (insulated gate bipolar transistor). Las características de estos dispositivos semiconductores e resumen en la tabla 5 [39].

Tabla 5. Características de algunos dispositivos de conmutación.

Dispositivo	Tensión nominal máxima	Velocidad de conmutación
MOSFET	1000 V	50 ns
IGBT	3300 V	0,5 μ s
GTO	8000 V	5 μ s

3. Según el filtro: Los filtros pasivos son circuitos RLC cuya función es atenuar las componentes armónicas de la tensión alternante producida por el inversor. El filtro puede situarse tanto en el lado de alta como en el lado de baja tensión del transformador de acople. Situar el filtro en el lado de baja del transformador trae como ventaja que las corrientes armónicas no circulan por los devanados del transformador; si el filtro se sitúa en el lado de alta del transformador, su resistencia e inductancia pueden hacer parte del filtro siendo necesario únicamente un capacitor [39] a costa de que las corrientes armónicas circulen por el transformador y esto debe considerarse en el dimensionamiento del mismo.

4. Según la estrategia de control: se diferencian principalmente tres estrategias llamadas compensación pre-falla, compensación en fase y compensación de energía optimizada. La compensación en fase es la compensación de la magnitud de la tensión únicamente, por lo que la tensión inyectada por el DVR se minimiza pero el salto de fase no es compensado; las otras dos estrategias compensan tanto la magnitud como la fase de la tensión, éstos enfoques se basan en el seguimiento continuo de la tensión pre-falla para luego compensar la tensión durante la falla a su valor de pre-falla, así estos enfoques requieren inyección de tensiones mayores que en la compensación en fase [39].

Algunas consideraciones sobre el transformador de acople para el correcto funcionamiento del DVR son [39]: La tensión que debe inyectar el DVR puede contener armónicos generados por el convertidor, armónicos para la compensación o incluso componentes DC por lo que el transformador deberá soportarlos e impedir que entre en su zona de saturación, para esto comúnmente se sobredimensiona el transformador, aunque esto puede provocar baja eficiencia y elevar sus costos.

El DVR hace parte de las tecnologías conocidas como *Custom Power Device* y su aplicación se da principalmente en media tensión MV. La posibilidad de conexión del DVR en MV, su flexibilidad en la implementación de cualquiera de sus variantes y su rápida respuesta son algunas de sus ventajas. El rango de potencia al cual es aplicable el DVR dependerá de la unidad de almacenamiento de energía que éste posea ESS aunque generalmente se aplica para la protección de instalaciones industriales enteras, también del ESS dependerá si el DVR estará habilitado para compensar la tensión en la carga por periodos cortos (hundimientos, elevaciones, interrupciones cortas) o por periodos más largos (subtensiones, sobretensiones, interrupciones largas).

Se enumeran algunas de las ventajas y desventajas de implementación de DVR en la Tabla 6.

Tabla 6. Ventajas y desventajas del Restaurador Dinámico de Tensión.

Rango de aplicación: depende del ESS, generalmente en MV	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Posibilidad de implementar el DVR sin almacenadores de energía. ✓ Posibilidad de ubicar el filtro pasivo en el primario del transformador de inyección. ✓ Múltiples estrategias de compensación. ✓ Amplio rango de aplicación se usa principalmente para 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Sin almacenador, el DVR está limitado a corregir hundimientos de hasta el 50%. ✓ El transformador de inyección debe sobredimensionarse a causa de las componentes armónicas que circularán por sus devanados. ✓ Si el DVR tiene baterías convencionales como almacenadores, es necesario

<p>proteger instalaciones enteras.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Larga vida útil y elevada velocidad de respuesta. ✓ Puede compensar eficazmente hundimientos y elevaciones, investigaciones recientes sugieren que también puede usarse para otros problemas de la calidad de la energía. 	<p>realizar mantenimientos complejos.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Debido a los múltiples elementos que lo conforman su precio es elevado. ✓ Comparado con los SAI necesitan un transformador, el cual suele ser el componente más costoso.
---	---

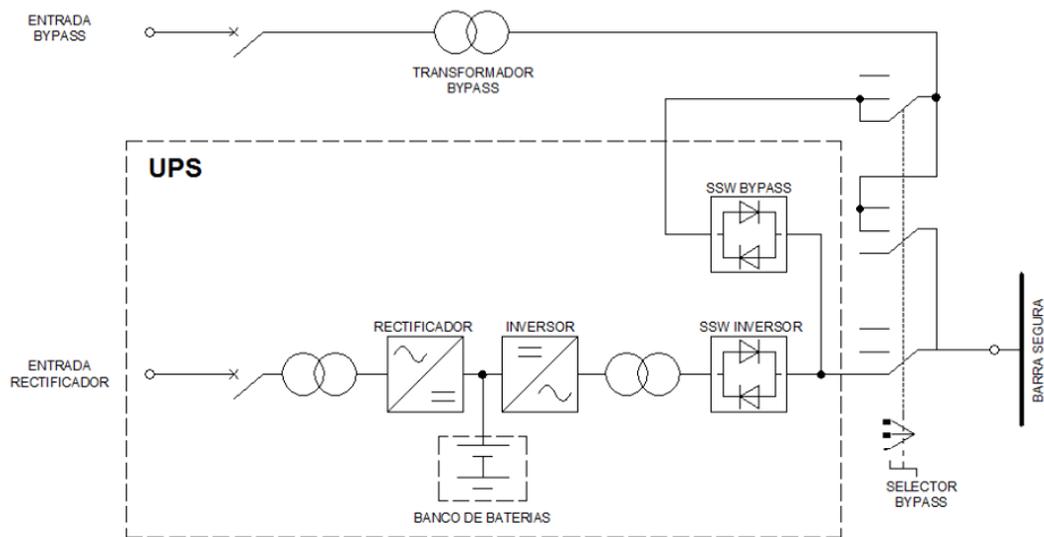
3.2 UPS (UNINTERRUPTIBLE POWER SUPPLY)

Conocidas como Sistemas de Alimentación Ininterrumpida SAI, son fuentes de suministro eléctrico con elementos almacenadores de energía, capaces de proporcionar energía eléctrica a las cargas conectadas durante interrupciones de energía y muchos otros casos en los que el suministro eléctrico se ve afectado. Comúnmente se utilizan como respaldo para cargas críticas, es decir, cargas que requieran de alimentación continua y de calidad, ya que se necesita que estas tengan operación continua y sin fallas.

Actualmente se encuentran módulos SAI entre 10kVA y 5MVA en el mercado. El equipo debe estar calificado para energizar continuamente la carga con un factor de potencia de carga de 0.8, mientras que mantiene un voltaje de salida dentro de las tolerancias permitidas.

3.2.1. Unidad SAI estática (Single Static UPS Unit). Esta unidad de UPS se debe considerar como el requisito mínimo para una fuente de alimentación segura. También se usa para construir arquitecturas de módulos múltiples más complejas.

Figura 18. Diagrama de bloques Unidad SAI Estático.



Para dar una mayor comprensión de este diagrama de la Figura 18, se da una breve descripción del funcionamiento de este módulo:

1. El bloque rectificador convierte la alimentación trifásica de AC a DC.
2. El banco de baterías actúa como depósito de almacenamiento de energía, que el rectificador mantiene continuamente en una condición de carga completa, siempre que la red eléctrica esté disponible.

3. El inversor es alimentado por el circuito anterior de baterías y rectificador. La función de este inversor es convertir la señal DC a AC.
4. SSW es un interruptor estático encargado de conectar y desconectar el inversor a la salida del UPS.
5. La entrada Bypass principal está conectada mediante un transformador de derivación opcional a otro interruptor estático SSW normalmente abierto que conecta con la salida del módulo UPS.
6. El inversor se sincroniza constantemente con la tensión de derivación siempre que la calidad de la tensión sea suficiente. Esto permite un cambio ininterrumpido del inversor a la fuente de derivación en caso de sobrecarga pesada, mal funcionamiento del inversor o si el personal de operación lo solicita.
7. Un selector manual de tres posiciones que permite una transferencia suave de la carga crítica al suministro de derivación y viceversa.

En funcionamiento normal, el rectificador y el inversor están en funcionamiento y alimentan la carga a través del interruptor estático cerrado y el interruptor selector de derivación manual. Las baterías se mantienen en condiciones de carga completa. La rama de derivación normalmente se energiza con su interruptor estático abierto. Este modo también se llama "operación en línea" y se mantiene el mayor tiempo posible.

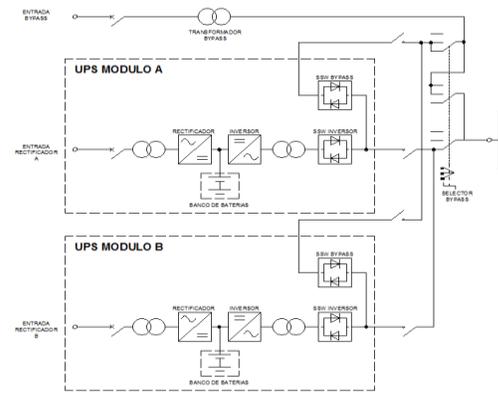
Cuando hay fallos en la alimentación, entra en funcionamiento de la batería, el rectificador se apaga debido a una falla en la alimentación de entrada. Las baterías, que ahora alimentan el inversor, se están descargando. La carga sigue siendo alimentada por el inversor con una buena calidad de energía continua y la rama de

derivación puede estar disponible o no. Esto último evitaría un cambio ininterrumpido a la red eléctrica alternativa.

Cuando se opera mediante Bypass, la carga es alimentada directamente por el suministro alternativo (derivación) a través del interruptor de derivación estático y manual. El rectificador y el inversor pueden seguir funcionando, pero ya no están alimentando la carga. La operación de derivación debe considerarse solo como modo de operación de emergencia (baterías agotadas, interrupción del inversor, cortocircuito) ya que la carga ya no está respaldada adecuadamente y la calidad de la energía depende en gran medida de la red eléctrica.

3.2.2. Unidad SAI estática redundante en paralelo. Un sistema redundante paralelo debe comprender al menos dos módulos SAI que están en paralelo en la salida. Esto permite un aumento significativo de la disponibilidad del sistema y mejora la capacidad de potencia total con respecto a sobrecargas y cortocircuitos [42]. En la Figura 19 se muestra el diagrama de una configuración redundante en paralelo de módulos SAI.

Figura 19. Configuración redundante en paralelo de SAI.



En si el principio de funcionamiento es similar al de una unidad estática de SAI, con unas pequeñas diferencias.

- ✓ La configuración en paralelo aumenta la confiabilidad, ya que la carga critica se reparte por igual entre ambos módulos de SAI, teniendo en cuenta que no se debe sobrepasar el 50% de la capacidad nominal de cada módulo.
- ✓ Una fuente de derivación común se distribuye a los dos conmutadores de derivación estáticos y se puede direccionar directamente a la carga por medio del interruptor manual "MBB" (make-before-break).

NOTA: Aunque es posible un banco de baterías común, se recomiendan bancos de baterías individuales.

En funcionamiento normal, cada parte del sistema general está disponible con cualquier fuente de alimentación con tolerancia. Ambas unidades, rectificadores e inversores están compartiendo la potencia de salida total. La fuente de derivación está en espera y actúa como fuente de sincronización.

Cuando hay fallos de alimentación en un módulo, este módulo de SAI particular cambia a la operación en espera mientras que el otro lleva la carga completa. No se requiere redirigir potencia mediante interruptores. Esto también conserva la preciosa energía de la batería el mayor tiempo posible.

Cuando hay fallos de alimentación en ambos módulos, ambos módulos activan el funcionamiento de la batería simultáneamente y descargan los bancos de baterías por igual, sin dejar de entregar el 50% de la potencia de salida total. El cambio

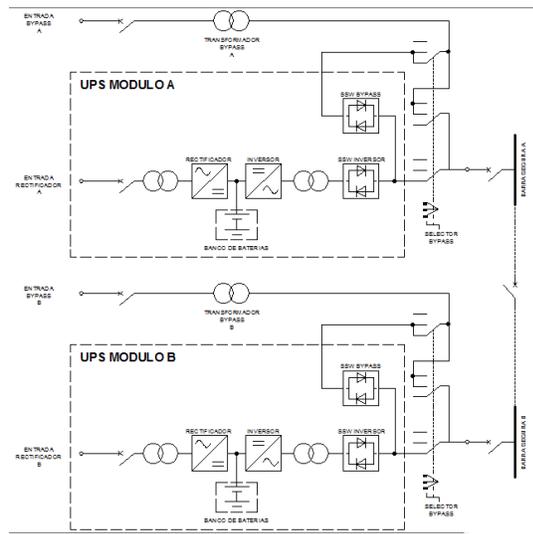
coordinado a la derivación tiene lugar si la capacidad de la batería se agota por completo.

Si se presenta un fallo del sistema en uno de los módulos, el módulo en cuestión se configura inmediatamente en modo de espera mientras que el resto toma la carga completa sin perturbarlo.

Llegada una condición de sobrecarga, ambos módulos son capaces de suministrar continuamente el 100% de su clasificación nominal, lo que equivale a un rendimiento de potencia global del 200%. En caso de que se exceda este valor y después del perfil de sobrecarga dado, se producirá una transferencia ininterrumpida a la red de derivación al cerrar ambos interruptores de derivación estáticos simultáneamente.

3.2.3. Configuración de doble SAI estática. La configuración de doble SAI es una combinación de dos módulos individuales. Se prefiere para esquemas de distribución de alimentación dual con cargas de entrada dobles asociadas. Cada módulo de SAI está relacionado con su propio tablero de distribución. No hay componentes comunes para ambos bloques de SAI. En la Figura 20 se muestra el diagrama de una configuración de doble SAI estática.

Figura 20. Configuración de Doble SAI Estática.



Cada módulo de SAI individual funciona de manera similar a un solo sistema independiente.

NOTAS:

- Se recomienda conectar diferentes fuentes de alimentación por módulo de UPS para ampliar la disponibilidad en caso de falla en un suministro.
- Los paneles de distribución no se deben conectar juntos ya que no hay carga compartida o equipo de control de sincronización disponible.

En funcionamiento normal ambos módulos de SAI están disponibles, funcionan en modo de operación normal y suministran las cargas conectadas a sus tableros de

distribución. El intercambio de carga depende de un programa de carga bien equilibrado.

Debido al fallo de alimentación en un módulo, este módulo en particular primero cambiará a batería y finalmente pasará por alto el modo de operación si este último está disponible. El otro módulo continúa alimentando sus cargas en modo de operación normal.

Cuando se presentan fallos de alimentación en ambos módulos, ambos activarán la operación de la batería. Las baterías individuales se descargan según la carga real, que no está coordinada entre las dos unidades.

En la tabla 7 se muestran algunas de las ventajas que se tienen al implementar módulos de SAI en una instalación que requiere alto nivel de confiabilidad frente a anomalías en el suministro de tensión.

Tabla 7. Ventajas y desventajas SAI

Rangos de aplicación: 10kVA – 5MVA	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Alta nivel de protección. ✓ Larga vida útil (hasta 10 años). ✓ Módulos diseñados para funcionar sin mantenimiento por un periodo continuo de 4 años, excepto la limpieza de ambientes polvorientos. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Alto costo para adquisición. ✓ Aumento del consumo energético al cliente, debido a que el SAI debe permanecer activo en todo momento.

<ul style="list-style-type: none"> ✓ Mayor confiabilidad gracias al sistema de derivación o transferencia. ✓ Amplio rango de operación. ✓ Gran disponibilidad en el mercado. ✓ Carga rápida del sistema de baterías, entre 8 -10 horas para carga completa. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Incremento en costos de adquisición en medida que se desee una mayor confiabilidad, ya que es necesario implementar más módulos SAI como por ejemplo en una conexión en paralelo.
---	---

3.3 INTERRUPTOR ESTÁTICO DE TRANSFERENCIA (STS)

Cuando se pretende proteger grandes instalaciones enteras, lo ideal es contar con dos fuentes de alimentación independientes y un dispositivo que permita hacer la transferencia entre las fuentes cuando sea necesario, estos dispositivos son conocidos como interruptores de transferencia o simplemente “transferencia”.

La transferencia puede ser selectiva primaria o selectiva secundaria según el lugar en el que se instale el interruptor (primario o secundario del transformador) [5], las dos posibilidades se presentan en las figuras 21 y 22. Los alimentadores deben provenir de subestaciones diferentes y ser lo más independiente posible el uno del otro para garantizar la confiabilidad.

Figura 21. Alimentación selectiva primaria.

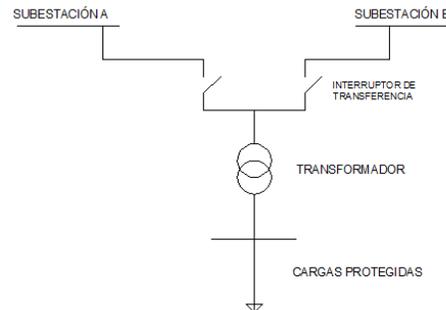
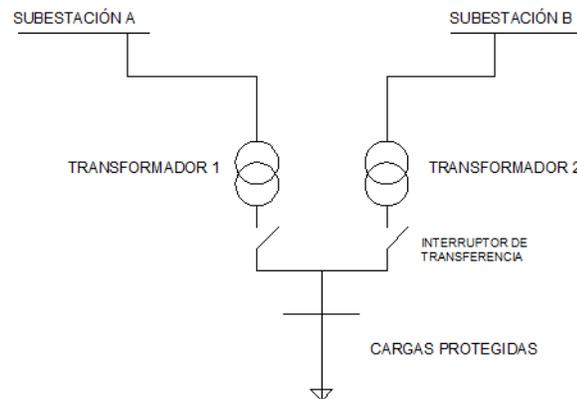


Figura 22. Alimentación selectiva secundaria



La alimentación selectiva secundaria precisa de un transformador extra comparada con la selectiva primaria, pero la confiabilidad es mucho mayor pues si el transformador 1 falla, aun se puede mantener el suministro a través del transformador 2.

La filosofía de la operación de la transferencia es sencilla, las cargas son alimentadas normalmente por el alimentador 1 proveniente de la subestación A, cuando ocurre una perturbación en el alimentador 1, el sistema de medida y control

debe detectar la perturbación y generar la señal de disparo para la operación de la transferencia por lo cual ahora las cargas serán alimentadas mediante el alimentador 2 proveniente de la subestación B. Cuando la tensión se restaura en el alimentador fallado, nuevamente se ordena la operación de la transferencia y el sistema vuelva al modo de operación inicial.

El aspecto más importante que considerar para la implementación de estos sistemas es la sensibilidad de las cargas a las interrupciones. El tiempo total que necesita el sistema para hacer la transferencia depende de dos factores: el tiempo que tarda en detectarse la perturbación y el tiempo que tarda el dispositivo en hacer la transferencia [5]. Para la detección de las perturbaciones se tienen dos estrategias: “tensión perdida” y “valor rms de medio ciclo” mediante estas estrategias es posible detectar la perturbación en medio ciclo de la fundamental. El tiempo que tarda el dispositivo en hacer la transferencia depende de la tecnología del interruptor, hay tres tipos principales de interruptores: mecánicos, estáticos e híbridos; los tiempos de apertura se resumen en la tabla 8 [43].

Tabla 8. Tiempos de desconexión de interruptores

Tecnología del interruptor	Tiempo de apertura
Mecánico	1-10 ciclos
Estático	½ ciclo
Híbrido	>1 ms

La tecnología que ofrece menor tiempo de apertura son los interruptores estáticos o STS (Static transfer switch), los cuales no tienen partes móviles y están basados en electrónica de potencia. En la figura 23 se muestra un esquema de un interruptor

estático de transferencia monofásico, éste consta de dos pares de tiristores en anti-paralelo; en funcionamiento normal el par I está enganchado y conduce mientras que el par II está desenganchado por lo cual no conduce, cuando ocurre la perturbación en el alimentador 1 el par de tiristores I se desengancha desconectando la carga del alimentador 1, a la vez el par II se engancha y comienza la conducción a través del alimentador 2. Al momento de efectuar la transferencia, la tensión en los bornes de la carga puede experimentar *notching* o “muescas” en la forma de onda debido a la conmutación de los tiristores, ventajas y desventajas del interruptor estático de transferencia se presentan en la tabla 9.

Figura 23. Interruptor estático de transferencia monofásico.

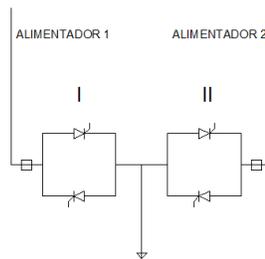


Tabla 9. Ventajas y desventajas del STS

Rangos de aplicación: Hasta 5 [kA]	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Larga vida útil. ✓ Posee un limitador de corriente inrush de las cargas. ✓ Usualmente están equipados con interruptores de bypass para permitir labores de mantenimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Cuando se usa en un esquema de alimentación selectiva secundaria, el costo total del sistema puede hacerlo económicamente inviable.

<ul style="list-style-type: none"> ✓ Alta velocidad de respuesta (< 1 ciclo). ✓ Sin partes móviles. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Las fuentes de alimentación deben ser independientes, de otra manera no tiene sentido. ✓ Si los dos alimentadores no están exactamente en fase, la tensión en bornes de la carga puede sufrir un salto de ángulo de fase al realizar la transferencia. Es muy difícil determinar el impacto de estos saltos sobre la carga debido a que no hay estándares al respecto.
--	---

3.4 VOLANTE DE INERCIA

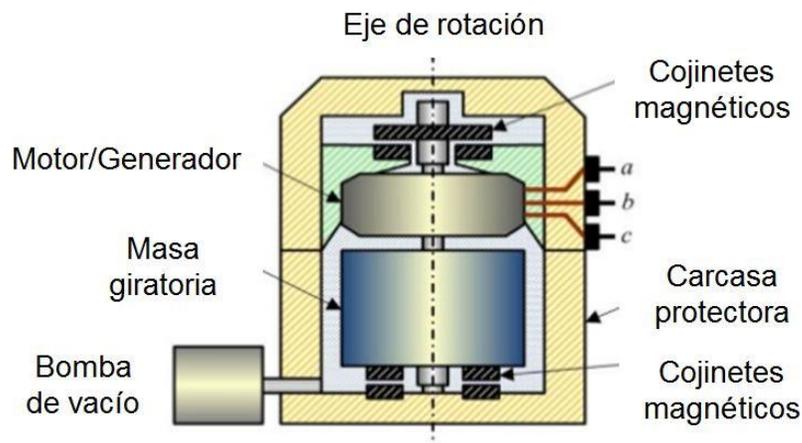
Los volantes de inercia también conocidos como FESS (Flywheel Energy Storage System) son masas giratorias usualmente en forma de discos o cilindros que almacenan energía cinética. De acuerdo con las ecuaciones (3) y (4) la cantidad de energía almacenada por el volante de inercia está determinada por el radio, la masa y la velocidad de giro, la prioridad es que el volante gire a gran velocidad (generalmente varios miles de rpm) y no que posea una gran masa.

$$E_c = \frac{1}{2}J \cdot \omega^2 \quad (3)$$

$$J = \int r^2 \cdot dm \quad (4)$$

Para el intercambio energético el volante de inercia necesita una máquina acoplada al mismo eje mecánico que funcione como motor para impulsar el volante durante el proceso de carga, y que funcione como generador para drenar la energía almacenada en el volante durante el proceso de descarga. Estos sistemas usan cojinetes magnéticos axiales y radiales para mantener en levitación el volante y además se disponen dentro de una cámara de vacío para reducir al máximo las pérdidas por fricción [44] Las partes fundamentales del sistema se muestran en la figura 24.

Figura 24. Partes constitutivas de un FESS.

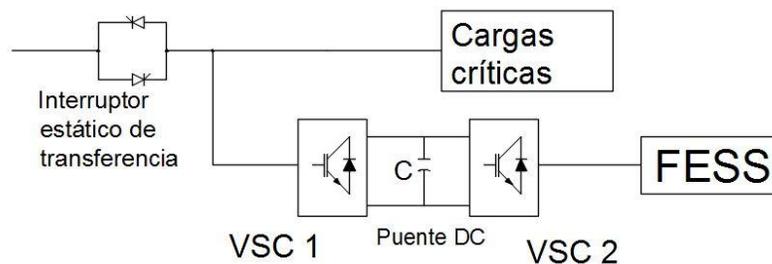


El sistema se puede disponer tanto en modo stand-by como on-line con una interfaz basada en electrónica de potencia [45] [46], aunque también se han propuesto topologías sin convertidores basados en electrónica de potencia [47].

En la figura 25, VSC1 y VSC2 son convertidores bidireccionales de tensión (voltage source converter). Durante el proceso de carga (condiciones normales de la red) el

VSC1 actúa como rectificador proporcionando energía al puente DC y éste a su vez alimenta el VSC2 el cual funciona como inversor accionando al motor del FESS y llevando al volante a su velocidad nominal. El FESS permanece en estado stand-by sin tomar ni entregar energía hasta que se detecte una perturbación en la red de abastecimiento, en ese momento el interruptor estático debe desconectar las cargas críticas del abastecimiento normal y permitir el flujo de energía desde el FESS. Durante el proceso de descarga el VSC2 actúa como rectificador manteniendo la tensión constante en el puente DC a medida que el volante desacelera, el VSC1 actúa como inversor proporcionando potencia con la frecuencia útil a las cargas críticas.

Figura 25. Esquema básico FESS stand by.



Algunos de los proveedores más importantes de estos sistemas son Beacon Power, Temporal Power, Acive Power y Vycon VDC, sus diseños modulares permiten la operación en paralelo de varias unidades FESS que pueden asumir demandas de varios MW. Algunas de las ventajas más importantes de estos sistemas son su baja (casi nula) necesidad de mantenimiento de sus componentes, procesos de carga y descarga muy rápidos comparados con baterías electroquímicas, larga vida útil

(más de 175.000 ciclos de carga y descarga completa). Esto se resume en la tabla 10.

Tabla 10. Ventajas y desventajas del FESS

Rango de aplicación: 100 [kW] - 20 [MW]	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Larga vida útil (20 años). ✓ Libre de mantenimiento. ✓ Diseño modular que permite operación en paralelo y respaldar grandes demandas. ✓ Sin elementos radiactivos ni contaminantes. ✓ Alta velocidad de respuesta (<10 ms). ✓ La batería inercial se carga mucho más rápido en comparación con las tradicionales electroquímicas. ✓ Económico y ambientalmente amigable. ✓ Funciona bajo un amplio rango de temperaturas. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ A diferencia de las baterías electroquímicas, no está diseñado para asumir la carga durante periodos prolongados. Su función principal es cubrir la brecha que hay entre el momento de la perturbación y el arranque de la generación de respaldo ✓ Debido a la alta velocidad de giro del volante, una falla en el sistema de control de los cojinetes que mantienen el volante en levitación puede provocar su autodestrucción. Aunque su tasa de fallas es muy pequeña

3.5 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MAGNÉTICA MEDIANTE SUPERCONDUCTORES

Estos sistemas son conocidos como SMES por sus siglas en inglés (Superconducting Magnetic Energy Storage) y básicamente son sistemas que almacenan energía en forma de campo magnético el cual es generado por una corriente DC en una bobina superconductora. La cantidad de energía que almacena una bobina es proporcional a la inductancia y al cuadrado de la corriente que por ella circula como lo muestra la ecuación (5).

$$E = \frac{1}{2} L \cdot I^2 \quad (5)$$

Los materiales superconductores llegan a su estado de superconducción (resistencia eléctrica nula) únicamente mientras su temperatura esté por debajo de la temperatura crítica de superconducción T_c . Existen dos tipos de materiales superconductores respecto a su temperatura crítica: los de alta temperatura (T_c mayores a 77K o $-196,15^\circ\text{C}$) y los de baja temperatura (T_c menores a 77K) por tanto el SMES precisa un sistema de enfriamiento criogénico a base de helio líquido a 4,2K [49] y al menos una etapa de electrónica de potencia que permita el intercambio energético durante la carga y la descarga del imán superconductor.

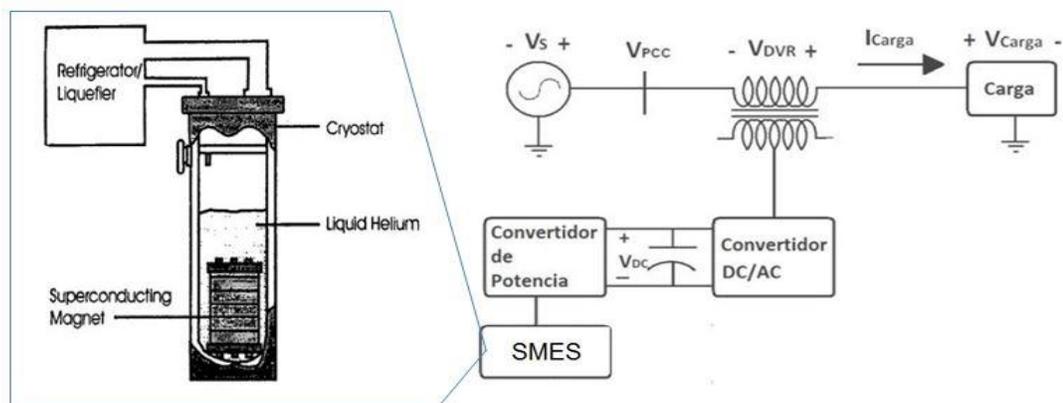
El SMES tiene tres componentes principales: la bobina superconductora, el criostato y los convertidores de tensión basados en electrónica de potencia, además debe señalarse que el aislamiento térmico del criostato es un aspecto muy importante para el funcionamiento correcto del sistema y es común que se cuente con un sistema de enfriamiento intermedio llamado “escudo térmico” que limita el calor que penetra por la tubería de helio y por radiación.

Para la mitigación de hundimientos, el SMES se usa usualmente como el almacenador de energía en una topología DVR (Restaurador dinámico) [50]. En la figura 27 se muestran los componentes principales del SMES y su uso en un DVR.

El SMES tiene tres estados de funcionamiento [50]:

1. Estado de carga: La red de abastecimiento proporciona energía al SMES a través de los convertidores, la bobina superconductora se carga con una corriente DC la cual genera el campo magnético que almacena la energía hasta que alcanza un valor preestablecido.
2. Estado de almacenamiento energético: El SMES se desconecta de la red de alimentación, y se cortocircuita la bobina para que la corriente DC fluya únicamente por las partes superconductoras, sin pérdidas en el circuito la corriente puede mantenerse por un tiempo indefinido sin decaimiento.
3. Estado de descarga: Cuando se detecta una perturbación en la red de alimentación se ordena al SMES a salir de su estado de almacenamiento, se drena energía de éste a través de los convertidores y se inyecta la tensión necesaria para compensar la tensión de la red a través del transformador de acoplamiento.

Figura 3. Mitigación de hundimientos mediante DVR basado en SMES.



El costo total del sistema puede distribuirse de la siguiente manera [52]: bobina superconductor (45%), estructura soporte (30%), mano de obra (12%), convertidor (8%), sistema de enfriamiento (5%).

Los SMES son considerados como una tecnología joven que aún debe superar muchos desafíos [51] como: necesidad de un soporte mecánico robusto para soportar las fuerzas de Lorentz que presentan al interior del criostato, baja energía específica, las limitaciones relativas al campo magnético crítico (si se lleva al imán superconductor por encima del campo magnético crítico, el estado de superconductividad se pierde incluso si su temperatura está por debajo de su temperatura crítica) y en especial la carencia de una teoría física que explique totalmente el fenómeno de la superconductividad. En contraparte los SMES presentan múltiples ventajas frente a otras tecnologías como: alta eficiencia, larga vida útil y potencia específica muy alta. Ventajas y desventajas del SMES se presentan en la tabla 11.

El primer SMES confeccionado como protector para hundimientos de tensión fue fabricado e instalado por American Superconductor AMSC (principal exponente de los SMES) en Suráfrica en el año 1997 para proteger los procesos de una fábrica de papel [53]. El sistema instalado tiene una capacidad de almacenamiento de 2,7 MJ y por el imán superconductor circula una corriente nominal de 1150 ADC y la cual permite operación de alta potencia a 2MW.

Tabla 11. Ventajas y desventajas del SMES.

Rango de aplicación: 1 [MW] - 10 [MW]	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Larga vida útil (30 años). ✓ Alta potencia específica: ideal para hundimientos e interrupciones de corta duración. ✓ Tiempo de carga y descarga ultra rápido. ✓ Sin partes en movimiento (a excepción de aquellas en el sistema de enfriamiento criogénico). ✓ No contiene sustancias radiactivas ni contaminantes 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Baja energía específica: su uso está limitado para compensar eventos de corta duración. ✓ Necesitan una estructura mecánica de soporte robusta. ✓ Alrededor del SMES se presentan campos magnéticos intensos que pueden afectar la salud de las personas o algunos elementos electrónicos. ✓ El sistema de enfriamiento criogénico consume potencia que debe ser computada como pérdidas del sistema afectando la eficiencia total.

3.6 TRANSFORMADOR FERRORESONANTE

También conocido como transformador de tensión constante CVT (*Constant Voltage Transformer*) es básicamente un transformador con relación de transformación 1:1 que opera en la zona de saturación para mantener una tensión constante en su secundario ante variaciones de tensión en el primario, además posee un circuito resonante (circuito tanque) que ayuda a mantener la forma de onda sinusoidal a la frecuencia deseada. En la figura 27 se muestra un CVT monofásico de 3 [kVA] que opera a tensión de 220 [V] fabricado por Wenzhou Modern Group .

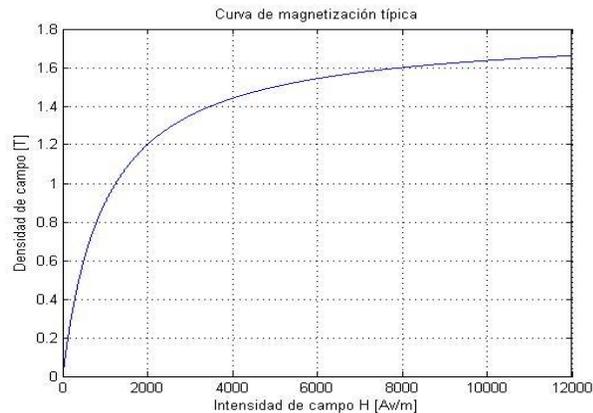
Figura 274. Distribución de los puntos de medición



La ferresonancia en transformadores de potencia y de distribución se define como “Fenómeno usualmente caracterizado por sobretensiones y formas de onda muy irregulares asociadas con la excitación de inductancias saturables a través de capacitancias en serie con el inductor” [54] La inductancia propia del transformador depende de la característica de magnetización de su núcleo, la cual presenta dos zonas claramente diferenciables: la zona lineal y la zona saturada. Un ejemplo de

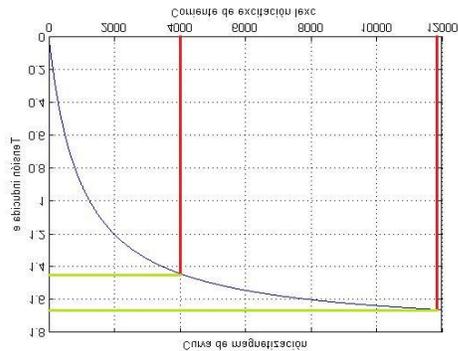
una curva de magnetización de un material ferromagnético se muestra en la figura 28, sin embargo, cuando se tiene una tensión de alimentación alterna la curva de magnetización forma un lazo cerrado llamado lazo de histéresis.

Figura 28. Curva de magnetización típica



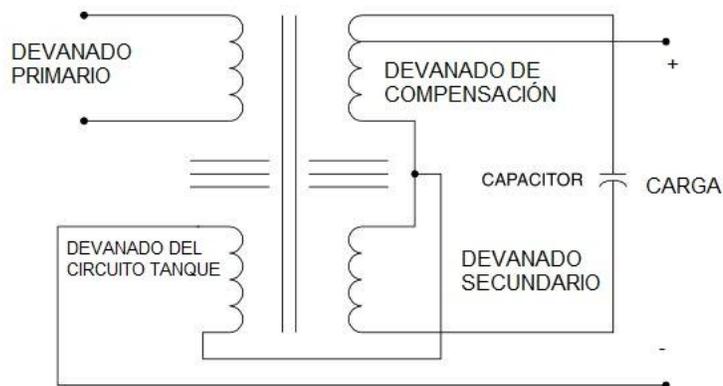
El transformador ferroresonante está diseñado de tal forma que opera en la zona de saturación de su núcleo, y como quiera que la intensidad de campo H es proporcional a la corriente de excitación, y la densidad de campo B es proporcional a la tensión inducida entonces la curva que relaciona corriente de excitación vs tensión inducida tiene la misma forma que la de la figura 28 [55]. En la figura 29 se ve que ante variaciones relativamente grandes en la corriente de excitación la tensión inducida sufre variaciones mínimas, de lo cual se concluye que el transformador mantiene una tensión constante en el secundario aun cuando la tensión en el primario varía significativamente.

Figura 29. Curva de magnetización típica



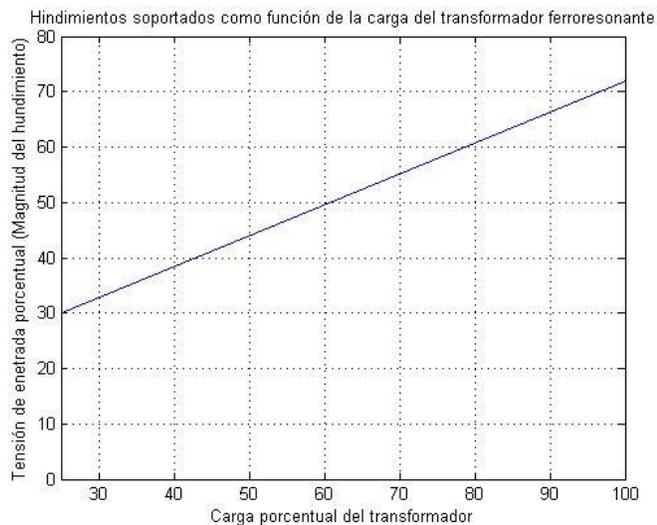
El transformador ferroresonante combina las características de la operación en la zona saturada junto con un circuito resonante (circuito tanque) para mantener los niveles de tensión en el secundario constantes y la forma de onda lo más similar a una sinusoidal pura por lo que también es usado como transformador de aislamiento y como filtro [56]. El circuito resonante almacena la energía que será entregada a la carga protegida en el momento del hundimiento. En la figura 30 se muestra un esquema del transformador ferroresonante [6].

Figura 30. Esquema básico de un transformador ferroresonante



Una clara desventaja de esta alternativa es que el transformador debe sobredimensionarse deliberadamente respecto a la potencia de la carga que está protegiendo a fin de disminuir la sensibilidad de ésta a los hundimientos de tensión, la curva de la figura 31 representa la mínima tensión porcentual aceptable en el primario para obtener un nivel de tensión en el secundario superior al 90% como función de la carga del transformador. De la figura se observa que la carga del transformador no debe sobrepasar nunca el 50% de su carga nominal para obtener un menor grado de vulnerabilidad [6].

Figura 31. Tensión mínima en el primario en función de la carga del transformador ferroresonante.



El transformador ferroresonante es sensible a las variaciones en la frecuencia de alimentación debido al circuito resonante en su secundario; su funcionamiento óptimo se tiene para cargas constantes que no involucren grandes corrientes como aquellas que se producen al arrancar motores [56], por lo cual se prefiere para protección de equipos de control y comunicación; tiene un tiempo de respuesta muy rápido y sus costes son relativamente bajos. Las ventajas y desventajas se resumen en la tabla 12.

Aunque comercialmente el transformador ferroresonante se encuentra para potencias bajas (hasta 20 kVA) monofásicas, es importante mencionar que se han fabricado transformadores ferroresonantes a la medida trifásicos más grandes (75 kVA) como en el caso de las telecomunicaciones en Argelia a principios de los 80. El advenimiento de la industrialización en Argelia tuvo fuertes repercusiones en el sistema de generación de energía pues éste se encontraba con demandas de potencia de hasta el 200% de su capacidad, lo cual provocaba severas anomalías las cuales no permitían el correcto funcionamiento de las instalaciones de telecomunicaciones satelitales que en ese entonces pretendían proveer servicios de televisión y telefonía a la población argelina. Las anomalías presentadas en las terminales satelitales eran tan severas como: hundimientos de hasta el 50%, fuertes transitorios sufridos hasta cinco veces por hora, ruido eléctrico demasiado alto, sobretensiones de hasta el 220% y presencia de componente armónicos de tensión.

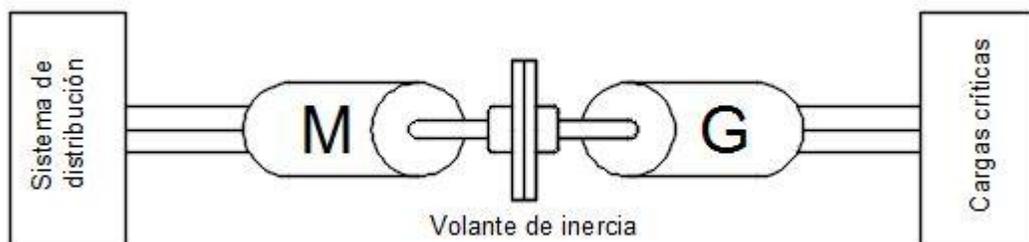
Tabla 12. Ventajas y desventajas del transformador ferroresonante

Rango de aplicación: 1 - 75 [kVA]*	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Amplio rango de regulación sin saltos en la tensión de salida. ✓ Pueden ser instalados a la intemperie. ✓ Vida útil prolongada (10 años). ✓ Costos de adquisición y puesta en marcha relativamente bajos. ✓ Capacidad de absorber transitorios y reducir el ruido ✓ Elevada velocidad de respuesta (< 25 ns). 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Alta sensibilidad a las variaciones de frecuencia en la alimentación. ✓ Necesidad de sobredimensionamiento. ✓ Presentan problemas para proteger cargas variables. ✓ No pueden manejar condiciones de interrupción en la tensión. ✓ Diseñados principalmente para operar en baja tensión.

3.7 GRUPO MOTOR-GENERADOR

El grupo motor-generador usa un motor AC o DC para que actúe como primo motor de un generador AC del cual se obtiene la tensión regulada para alimentar a las cargas críticas. El concepto es simple, las cargas críticas están aisladas de la red de distribución y tienen tensión regulada por el generador; la energía cinética almacenada en el rotor puede mantener constante la velocidad del mismo hasta por medio segundo cuando se presenta un evento en la red de distribución [20], frecuentemente se usa un volante de inercia para aumentar el tiempo de autonomía (ride through) como se muestra en la figura 32, éste mismo efecto también se logra acoplando los rotores de ambas máquinas mediante un sistema de poleas, de cualquier forma lo que se pretende es aumentar el momento de inercia y con él la energía cinética almacenada. En [20] se presentan algunas de las múltiples variaciones que se obtienen al combinar maquinas DC y AC con baterías y volantes de inercia.

Figura 32. Concepto del grupo motor-generador.



Estos sistemas fueron muy utilizados para regular tensión y proteger cargas críticas, sin embargo, los convertidores de tensión basados en electrónica de potencia los han reemplazado casi totalmente, algunas de las razones son que en comparación

con los convertidores estáticos los grupos motor-generator son ruidosos, pesados, costosos, de eficiencias bajas y necesitan mucho espacio para su instalación y operación.

Tabla 13. Ventajas y desventajas del grupo motor generador.

Rango de aplicación: Hasta varios [MVA]	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Cargas críticas aisladas permanentemente de la red de distribución. ✓ Amplio rango de aplicación, se uso está justificado para proteger instalaciones enteras. ✓ Posibilidad de implementar variaciones del sistema con diferentes tipos de máquinas y agregando almacenadores de energía para aumentar la autonomía. ✓ Posibilidad de agregar un volante de inercia al rotor de las máquinas para aumentar la autonomía hasta un minuto. ✓ Aísla efectivamente las cargas críticas de hundimientos e interrupciones, además elimina ruido eléctrico, notching, flicker, desbalances, armónicos, etc. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Requieren obra civil. ✓ Grandes, pesados y ruidosos. ✓ Soluciones basadas en electrónica de potencia para los mismos rangos de protección son más pequeñas y silenciosas. ✓ El mantenimiento de las máquinas obliga a que las cargas operen desprotegidas. ✓ Baja eficiencia comparado con las soluciones estáticas.

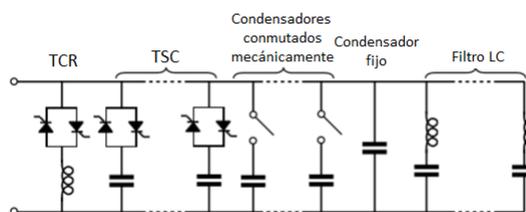
3.8 CONTROLADOR DE VAR ELECTRÓNICO.

Los controladores de VAR electrónicos son equipos implementados con la finalidad de corregir el factor de potencia, el desequilibrio de la corriente de fase y el flicker que producen las cargas; esto se hace mediante lógica digital y la implementación de semiconductores IGBT con el fin de sintetizar una forma de onda de intensidad que se inyecta a la red para así corregir factor de potencia dependiendo del tipo de carga capacitiva o inductiva.

Los elementos más característicos de un SVC son los condensadores conmutados por tiristores (TSC) y las bobinas conmutadas (TSR) o controladas (TCR) por tiristores, ya que estos dispositivos son los que incluyen la electrónica de potencia [57]

Un SVC puede estar compuesto por TSC, TCR, baterías conmutadas mecánicamente, baterías fijas y filtro LC de armónicos. En la figura 33 se presenta un esquema de un SVC con los elementos que lo conforman. Se incluyen filtros LC para evitar el paso de armónicos ocasionados por el TCR a la red.

Figura 33. Composición por fase de un SVC.



La ecuación (4) modela el comportamiento de un SVC, implementado en un modelo básico, en control de tensión y factor de potencia.

$$E^2 = \left[U + \frac{X_s(Q - Q_{svc})}{U} \right]^2 + \left[\frac{X_s P}{U} \right]^2 \quad (4)$$

Siendo:

U: Tensión de consumo.

E: Tensión de suministro.

P y Q: Consumo de la carga.

Q_{svc} : Potencia reactiva generada por el SVC.

Para mantener el nivel de tensión constante se requiere que $E=U$ y para hacer corrección del factor de potencia se necesita que $Q=Q_{svc}$, por lo tanto, se evidencia que no es posible controlar la tensión al mismo tiempo que se corrige el factor de potencia.

Para el control de tensión se requiere de un cambio en el ángulo de disparo del TCR para que este conecte o desconecte las unidades de TSC en función de la desviación de la tensión con respecto a la tensión de referencia, implementando un control PID que actúe sobre el SVC.

Para la corrección del factor de potencia, el control se realiza en bucle abierto o cerrado, midiendo la potencia reactiva consumida por la carga y actuando sobre el SVC o midiendo la potencia reactiva del conjunto SVC y carga, respectivamente.

En la figura 34 se muestra un filtro activo comercializado por Schneider Electric, llamado Accusine PFV+, es un controlador de VAR que se encuentra disponible en el mercado actualmente y en la Tabla 14 se muestran las ventajas y desventajas.

Figura 345. Módulos AccuSine PFV+ Schneider Electric



Tabla 14. Ventajas y desventajas del Accusine PFV+.

Rangos de aplicación: 10 [MVA]	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Compensación de VAR en adelanto y en atraso para elevar y reducir la tensión. ✓ Corrección del factor de potencia a alta velocidad. ✓ Puede combinarse con bancos de condensadores para reducir costos de implementación en 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Aumento del consumo energético al cliente debido a que debe permanecer en funcionamiento continuo.

<p>aplicaciones con demanda elevada de reactiva.</p> <p>✓ Mejoran la estabilidad y capacidad de transporte de las líneas de transmisión si se implementa en las líneas.</p>	
---	--

3.9 PCS100 UPS-I

PCS100 UPS es un equipo comercializado por ABB, diseñado para aplicaciones comerciales e industriales, con rangos de potencia desde 150 kVA hasta 5 MVA. Está diseñado para solucionar los problemas de caídas de tensión, sobretensiones y cortes de energía. Es un SAI robusto de simple conversión y es sensible a caídas de tensión, sobretensiones y apagones, usando, para almacenar la energía un sistema de ultracondensadores o de baterías. Se presenta un módulo de UPS comercializado por ABB en la figura 35

Figura 35. Módulo PCS100 UPS-I de ABB.



El PCS100 UPS está diseñado específicamente para cargas industriales (motores, transmisiones, transformadores, herramientas de producción), con una alta

eficiencia del 99%. El almacenamiento de este es mediante baterías o ultracondensadores. Los sistemas de batería pueden brindar autonomía hasta varios minutos. Los ultracondensadores proporcionan segundos de cobertura para eventos de baja potencia de calidad, que son los problemas más comunes encontrados. Se presentan todas sus ventajas y desventajas en la tabla 15.

Tabla 15. Ventajas y desventajas del módulo PCS100 UPS.

Rangos de aplicación: 10kVA – 5MVA	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Alta nivel de protección. ✓ Larga vida útil (hasta 10 años). ✓ Módulos diseñados para funcionar sin mantenimiento por un periodo continuo de 4 años, excepto la limpieza de ambientes polvorientos. ✓ Mayor confiabilidad gracias al sistema de derivación o transferencia. ✓ Amplio rango de operación. ✓ Gran disponibilidad en el mercado. ✓ Carga rápida del sistema de baterías, entre 8 -10 horas para carga completa. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Alto costo para adquisición. ✓ Aumento del consumo energético al cliente, debido a que el SAI debe permanecer activo en todo momento. ✓ Incremento en costos de adquisición en medida que se desee una mayor confiabilidad, ya que es necesario implementar más módulos SAI como por ejemplo en una conexión en paralelo.

3.10 IMPLEMENTACIÓN PSC100 UPS EN FONTERRA

La multinacional Fonterra, fabricante de productos lácteos, es una de las grandes industrias que cuentan con la implementación de sistemas de alimentación ininterrumpido SAI para la protección de sus líneas de producción y envasado. En este caso, Fonterra recurrió a ABB para que les proporcionara una solución que lograra minimizar las pérdidas anuales que oscilaban alrededor de los \$200.000USD.

Una parada en la producción de los lácteos provoca que se requiera de una esterilización de estos, lo cual tarda alrededor de 4 horas por planta de producción, teniendo un total de 7 plantas, lo que equivale a 28 horas de inactividad y alrededor de \$50.000USD.

La implementación del PCS100 AVC cumplió a cabalidad con las expectativas, ya que en un periodo de tan solo 4 meses en los cuales se presentaron 5 interrupciones en el suministro de energía, el equipo logró mantener continua la operación de la planta.

CONCLUSIONES

El presente trabajo de grado se propuso con el objetivo de revisar las diferentes alternativas tecnológicas propuestas para mitigar los efectos de los hundimientos e interrupciones de tensión de corta duración en sistemas eléctricos industriales. En ese orden, se indagó sobre las causas que originan hundimientos e interrupciones de tensión, sobre los enfoques propuestos para mitigar o compensar sus efectos y se revisaron varias alternativas disponibles para mitigar los efectos a nivel de la carga.

Respecto a las causas de los hundimientos se encontró que son tres las principales, fallas de corto circuito en los sistemas de transmisión y distribución siendo mucho más frecuentes en este último, arranque de grandes motores de inducción y energización de transformadores de potencia. El comportamiento de las tensiones trifásicas durante el hundimiento es diferente para cada causa, por ello es posible determinar la causa que origina un hundimiento analizando este comportamiento.

La caracterización de los hundimientos es un tema en el cual se están haciendo aportes valiosos dado que los métodos actuales aún tienen falencias, inicialmente fueron usadas únicamente las características básicas como magnitud y duración, pero no son suficientes para una apropiada caracterización pues considera como monofásico un fenómeno que es inherentemente trifásico. Para suplir las falencias de las características básicas se han propuesto diversas formas de caracterización, las más populares son los índices de severidad y energía no suministrada, así como la caracterización fasorial en el cual cada hundimiento es encasillado en uno de entre siete tipos.

Respecto a los efectos sobre cargas industriales, los picos de corriente son el efecto común sobre motores síncronos y de inducción y sobre transformadores, y tienen una dependencia lineal respecto a la magnitud del hundimiento. Otras características del hundimiento afectan de manera particular a cada equipo. Los equipos de comunicación y control tienen criterios específicos de tolerancia a hundimientos generalmente representados en una curva de sensibilidad y aunque no presentan picos de corriente, las pérdidas económicas asociadas a un tratamiento de datos deficiente pueden ser catastróficas.

Entre los enfoques de mitigación, se encontró que el diseño de la red de distribución, el esquema de protecciones y las actividades de mantenimiento de la red tienen una gran influencia en el número de eventos/año y en la duración de los hundimientos que se presentan en el punto de conexión común PCC con los clientes. Sin embargo, por lo general los operadores de red ya han mejorado el funcionamiento de su red hasta donde es económicamente viable.

Los fabricantes de equipos sensibles también pueden ayudar en la mitigación de los efectos de los hundimientos proporcionando al cliente los datos del comportamiento del equipo ante hundimientos, generalmente expresado en una curva de sensibilidad, de ésta manera el cliente puede coordinar las capacidades de los equipos y evitar que se disparen intempestivamente las protecciones; en éste enfoque es posible todavía una mejora sustancial pues las curvas de sensibilidad proporcionadas por los fabricantes tienen múltiples deficiencias y los datos presentados en ella son insuficientes como se muestra en la tabla 1, además que los criterios elegidos para realizar las pruebas no son siempre los más exigentes como en el caso del criterio elegido para la computadora.

Finalmente, dentro de las alternativas tecnológicas existentes para compensar el fenómeno a nivel de la carga se encontró que en general constan de tres partes, un almacenador de energía, una etapa de acondicionamiento de la tensión y una forma de inyección de potencia.

Las características del almacenador de energía determinan el tiempo de autonomía de la instalación (ride through); presentan poca autonomía FESS y SMES mientras que BESS presentan la mayor autonomía. Se ha proporcionado para cada una de las alternativas un cuadro de ventajas y desventajas que facilita la evaluación comparativa de su eficacia, además de algunas recomendaciones a los clientes industriales de energía en cuanto a los proyectos de mitigación de hundimientos junto con un cuadro comparativo que resume las principales características de las alternativas a nivel de usuario final.

RECOMENDACIONES

Los proyectos para el mejoramiento de la calidad de la potencia se pueden dividir en dos partes fundamentales: diagnóstico del problema y evaluación de las alternativas. El diagnóstico del problema consiste en determinar con lujo de detalles qué fenómeno o fenómenos de la calidad de la potencia está padeciendo la instalación y qué los está causando, ésta última parte es muy importante ya que se estima que entre el 80% y 90% de las fallas de equipo electrónico sensible a la baja calidad de la potencia se deben a un cableado o puesta a tierra deficiente de la instalación [58], y en muchos casos corregir estos errores puede aliviar la situación sin necesidad de adquirir equipo de acondicionamiento de onda.

Una vez que se hayan identificado los hundimientos de tensión como el fenómeno padecido, y se haya comprobado que no se debe a deficiencias en el cableado y sistema de puesta a tierra, el siguiente paso consiste en realizar una evaluación económica comparativa de las alternativas a nivel de usuario final descritas en el capítulo anterior. El proceso se divide en cuatro pasos los cuales se describen brevemente a continuación [59]:

1. Estimar el número, duración y magnitud de hundimientos e interrupciones esperadas al año. Datos históricos y estadísticas del operador de red son necesarios. El objetivo de este paso es determinar la cantidad de eventos/año.
2. Estimar el costo asociado a interrupciones y hundimientos. El costo de una interrupción es tomado como base para estimar el costo asociado a los hundimientos, a cada hundimiento se asocia un factor de ponderación entre 0 y 1 dependiendo del impacto económico que tenga dicho

hundimiento en comparación con la interrupción, este factor se multiplica por el costo asociado a una interrupción de tal forma que el costo total es el costo de las interrupciones equivalentes. El objetivo de este paso es determinar la cantidad costo/evento y costo/año.

3. Estimar costo/efectividad a cada alternativa. El costo de cada alternativa se compone de dos partes: el costo inicial (costo de adquisición más costo de instalación) y el costo de operación (usualmente se proporciona como un porcentaje del costo inicial). La efectividad de cada alternativa está determinada por la capacidad de corrección de los niveles de tensión. No hacer nada siempre es una opción cuando se están comparando alternativas, por lo cual debe incluirse en el análisis.
4. Se efectúan los cálculos financieros. Especialmente se calculan el periodo de recuperación de la inversión, el valor presente neto VPN y la tasa interna de retorno TIR para cada alternativa. Finalmente, la opción que presente VPN y TIR más altos y periodo de recuperación más corto es la opción más atractiva.

En el cuadro comparativo de la tabla 16 se presentan a modo de resumen las principales características de las alternativas tratadas en el capítulo anterior, en él se puede ubicar fácilmente las opciones que se deseen considerar en el análisis económico descrito anteriormente. Es importante resaltar que si la instalación padece varios fenómenos de la calidad de la potencia es más atractivo optar por aquellas soluciones que mitigan varios de estos fenómenos a la vez.

Tabla 16. Comparativo de las alternativas a nivel de usuario

Alternativa	Rango de aplicación	Mínima tensión capaz de corregir	Mitigación de interrupciones (ride through)	Mitigación de otras perturbaciones	Vida útil (años)	Costo de adquisición típico [USD]	Costos operacionales anuales en función del costo de adquisición	Observaciones
Transformador ferresonante	1 - 75 [KVA]	40%	Incapaz	Transitorios, elevaciones de tensión, ruido, armónicos.	20	\$1000KVA	10%	No apto para proteger motores.
Grupo motor -generador	Típicamente varios [MVA]	0%	pocos segundos	Transitorios, elevaciones de tensión, ruido, armónicos, flicker, notching.	20	-		Grandes y ruidosos. Eficaces pero necesitan obra civil
Restaurador dinámico DVR	Depende del ESS	50% (sin ESS)	Incapaz sin ESS	Elevaciones de tensión	-	\$300/KVA	5%	Precisa de un transformador
UPS	Depende del ESS	0%	Depende del ESS	Transitorios, elevaciones de tensión, ruido, armónicos, flicker, notching.	10	\$500/KVA	15%	Muy versátil. Fácil adquisición
Interruptor estático STS	Hasta 5 [kA]	0%	Indefinido	Elevaciones de tensión	20	\$600000	5%	Precisa un alimentador extra
Volante de inercia FESS	100 [kW] - 20 [MW]	0%	pocos minutos	-	20	\$500/KVA	5%	No apto para asumir la carga durante periodos prolongados
Imán superconductor SMESS	1 [MW] - 10 [MW]	0%	pocos minutos	-	30	-	-	Fuentes campos magnéticos a su alrededor
Baterías convencionales	Hasta 3 [MVA]	0%	horas	-	10	-	-	Ideal para interrupciones largas
Controlador de VAR (SVC)	10 [MVA]	20%	Incapaz	armónicos, flicker.	10	-	-	Ideal para demandas elevadas de reactiva

Se debe tener algunas consideraciones respecto el tipo de carga que se desea proteger ya que algunas de las alternativas no funcionan correctamente o no se usan para ese cierto de cargas. En la tabla 17 se presenta un cuadro resumen de los tipos de cargas que cada alternativa puede manejar.

Tabla 17. Tipo de cargas que pueden manejar las alternativas de mitigación.

Alternativa	Motores	Transformadores	Telecomunicaciones	Computadores	ASD
CVT	✗	✗	✓	✓	✓
UPS	✓	✓	✓	✓	✓
DVR	✓	✓	✓	✓	✓
STS	✓	✓	✓	✓	✓
SVC	✓	✓	✗	✗	✗

Estas alternativas planteadas se deben implementar en serie con la carga a proteger, a excepción del SVC que se conecta en paralelo a la carga.

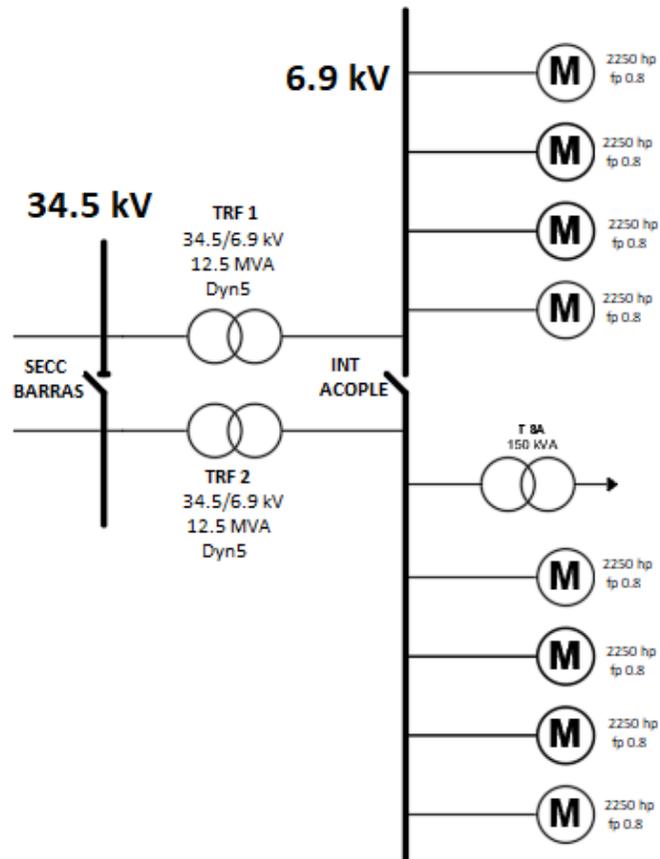
Si la instalación industrial padece tanto de hundimientos e interrupciones breves como de interrupciones más largas (de más de un minuto) es recomendable instalar una solución combinada, por ejemplo, una basada en FESS que proporcione respuesta rápida a eventos de corta duración (alta densidad de potencia) y un respaldo basado en baterías o grupo electrógeno para los eventos de larga duración (alta energía específica).

- **EJEMPLO APLICATIVO**

Una planta de inyección de agua para la industria petrolera que cierra el anillo de producción se alimenta de una subestación de 34,5 kV a través de dos transformadores de 12,5 MVA cada uno, con relación de transformación 34,5/6,9

kV. La planta alimenta una carga que consta de 8 motores de inducción de 2250 hp cada uno con un factor de potencia de 0,8 en atraso, además de las cargas auxiliares las cuales están protegidas por una UPS basada en baterías. Todas las cargas de la planta son críticas, por lo tanto, la carga total es la consumida por los motores y los servicios auxiliares, siendo esta de 17 MVA repartida entre 2 barras. La configuración del sistema se muestra en la figura 36.

Figura 36. Diagrama unifilar de cargas en la PIA.



La planta tiene un histórico de reportes de fallas donde se evidencia que sufre de hundimientos de tensión e interrupciones de corta duración, donde la mayoría de estas duran menos de 1 segundo y las magnitudes de los hundimientos están entre el 40-90%.

Las características de cada alternativa mencionadas en la tabla 16 serán una guía para la elección de la solución que mejor se adapte a los requerimientos de energía solicitados por la planta. En la tabla 17 se listan las alternativas descritas anteriormente y se comparan respecto a 5 criterios principales para determinar su posible uso en este caso particular.

Tabla 18. Comparativa eficacia de alternativas para el ejemplo.

Alternativa	Rango de aplicación	Mínima tensión capaz de corregir	Mitigación de interrupciones (ride through)	Protege el tipo de carga	Facilidad de adquisición
CVT	✗	✓	✗	✗	✓
UPS	✓	✓	✓	✓	✓
UPS + FESS	✓	✓	✓	✓	✗
DVR + BESS	✓	✓	✓	✓	✓
DVR + SMES	✓	✓	✓	✓	✗
DVR	✓	✗	✗	✓	✓
MGS	✓	✓	✓	✓	✓
STS	✓	✓	✓	✓	✓
SVC	✓	✓	✗	✓	✓

Para cada alternativa se debe determinar si ésta puede manejar la carga exigida, se debe evaluar la facilidad de adquisición, es decir, la facilidad de encontrarla en el mercado local, y su efectividad mitigando los hundimientos. Finalmente, el análisis financiero debe realizarse para las alternativas técnicamente viables y de este análisis se selecciona la alternativa óptima.

De acuerdo con la tabla 17 se dan algunas observaciones para la elección de la solución más adecuada al caso:

- **CVT:** se descarta debido al poco rango de carga que puede manejar, además que esta alternativa no puede proteger cargas motoras.
- **UPS:** es inapropiado la implementación de esta alternativa ya que se requiere de un módulo ups por cada motor a proteger.
- **UPS + FESS:** es inapropiado la implementación de esta alternativa ya que se requiere de un módulo ups por cada motor a proteger.
- **DVR + BESS:** debería implementarse un DVR por bahía de transformador, cada uno con 3 bancos de baterías convencionales. Su problema radica en el alto costo de los transformadores serie, ya que requiere de 2 de estos.
- **DVR + SMESS:** los SMESS requieren de una cámara criogénica y el hecho de que presenten campos magnéticos intensos a su alrededor puede ocasionar fallas a los equipos cercanos. También es difícil de conseguir en el mercado local.

- **DVR:** Su efectividad es reducida debido a que sólo mitiga hundimientos de hasta el 50%, además no puede manejar condiciones de interrupción.
- **MGS:** Esta alternativa mitiga eficazmente los problemas presentados en la planta, sin embargo, su implementación requiere gran espacio y una obra civil costosa.
- **STS:** cumple con los requisitos técnicos establecidos en la tabla, pero su implementación requiere que la subestación sea alimentada desde 4 líneas diferentes, haciendo más que inviable esta opción.
- **SVC:** más que efectiva para cubrir cargas motoras, pero no es capaz de mitigar interrupciones de tensión.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] SOCIETY, IEEE POWER & ENERGY. IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. New York : s.n., 2009. std 1159.

[2] CHAPMAN, David. Power Quality Application Guide, The Cost of Poor Power Quality. United Kingdom : Copper Development Association, 2001.

[3] SALIM, F, "Voltage sags cost estimation for malaysian industries," 2014 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon). Kuching : s.n., 2014. págs. 41-46.

[4] BLANCO, Jairo ; JAGUA, José. Metodología para el diagnóstico de la causa de huecos de tensión: Análisis de fallas. Bucaramanga : Universidad Industrial de Santander, Facultad de ingenierías físico-mecánicas, 2009.

[5] BOLLEN, Math . Understanding power quality problems, Voltage sags and interruptions. New York : IEEE Press Series on Power Engineering, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2000.

[6] DUGAN, R. C.; MCGRANAGHAN, M. F.; SANTOSO, S.; WAYNE, BEATY. Electrical Power Systems Quality. New York : McGraw Hill, 2012. Vol. 3.

[7] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Por la cual se establecen las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables al Sistema Interconectado Nacional. Bogotá : s.n., 2012.

[8] PARRA, Franklin; OBREGON, Jorge; HERNANDEZ, Cesar. Implementación de un sistema de alimentación interrumpida, con visualización de parámetros eléctricos en LCD. Bogotá : Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Redes de Ingeniería, 2013. Vol. 4.

[9] GARCÍA, E. Valoración de la Calidad de la Energía Eléctrica Respecto a Huecos de Tensión: Índices y Niveles de Calidad. España: Universidad Politécnica de Valencia : s.n., 2008.

[10] SOCIETY, IEEE POWER & ENERGY. Recommended Practice for the Establishment of Voltage Sag Indices. New York : s.n., 2004. P1564.

[11] GARCÍA , Edwin; FUSTER, Vicente. Metodología para la evaluación de huecos de tensión. Medellín : Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Antioquia, Sistema de Información Científica, 2010.

[12] GARCÍA, Edwin; FUSTER, Vicente. Nuevo factor para la caracterización de huecos de tensión. Medellín : Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Antioquia, SciELO, 2011.

[13] THALLAM, R. S; HEYDT, G. T. Power acceptability and voltage sag indices in the three phase sense," 2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134). Seattle : WA, 2000. págs. 905-910. Vol. 2.

[14] CANDELO, Jhon; MONTAÑA, Johnny. Evaluación de hundimientos de tensión en sistemas de distribución por simulación de Monte Carl o. Barranquilla : Universidad del Norte, Departamento de ingeniería eléctrica y electrónica, 2014.

[15] OLIVEIRA, Mario; BRETAS, Arturo; MUÑOZ, Horacio; ORELLANA, Ronald;. Principales características de la corriente inrush del transformador. Obrera : Universidad Nacional de Misiones (UNaM), Faculta de ingeniería de Oberá.

[16] BOLLEN, M., STYVAKTAKIS, E. y Yu-Hua Gu, I. "Classification of power system events: voltage dips," Ninth International Conference on Harmonics and Quality of Power. Proceedings (Cat. No.00EX441). Orlando FL : s.n., 2000. págs. 745-750. Vol. 2.

[17] AHN, S.; Won, D.; CHUNG, D.; MOON, S. Determination of the Relative Location of Voltage Sag Source According to Event Cause, Power Engineering Society General Meeting. New York : s.n., 2004.

[18] KIM, K.; PARK, J.; LEE, J.; AHN, S.; MOON, S. A Method to Determine the Relative Location of Voltage Sag Source for PQ Diagnosis. New York : IEEE Proceedings of the Eighth International Conference on Electrical Machines and Systems, 2005.

[19] YALGINKAYA, G., BOLLEN, M. y CROSSLEY, P. Characterization of Voltage Sags in Industrial Distribution Systems. 1998.

[20] SOCIETY, IEEE POWER & ENERGY. Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems for Industrial and Commercial Applications. New York : s.n., 1996. std 446.

[21] HARDI, S.; HS, S.; HAFIZI, M.; PANE , Z.; CHAN, R. Induction motors performance under symmetrical voltage sags and interruption - Test result. Langkawi : 2013 IEEE 7th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO), 2013. págs. 630-635.

[22] OJAGHI, M.; FAIZ, J.; SHAHROUZI, H.; ALIMOHAMMADI, S. Induction motors performance study under various voltage sags using simulation. Beijing : 2011 International Conference on Electrical Machines and Systems, 2011.

[23] WASKITO, F; BANMONGKOL, C. Simulation of the voltage sag effects on an induction motor. XianNing : 2011 International Conference on Consumer Electronics, Communications and Networks (CECNet), 2011.

[24] GUASCH, L. Efectos de los huecos de tensión en las máquinas de inducción y en los transformadores trifásicos. Barcelona : Tesis doctoral, Departament d'Enginyeria Elèctrica, Universitat Politècnica de Catalunya, 2006.

[25] SHAKARAMI, M; JALILIAN, A. Effects of Different Voltage Sags on Three-Phase Transformers. New Delhi : 2006 International Conference on Power Electronic, Drives and Energy Systems, 2006.

[26] SAINZ, L.; CORCOLES, F.; PEDRA, J.; GUASH, L.; HERRAIZ, S. Study of voltage sag effects on three-phase transformers. s.l. : 2004 11th International Conference on Harmonics and Quality of Power (IEEE Cat. No.04EX951), 2004. págs. 142-147.

[27] MASOUM, A., MOSES, P. y ABU-SIADA, A. Impact of voltage sags on three-phase power transformers. Christchurch : 2010 20th Australasian Universities Power Engineering Conference, 2010.

[28] AGUILAR, D.; LUNA, A.; ROLAN, A.; VAZQUEZ, G.; ACEVEDO, G. Modeling and simulation of synchronous machine and its behaviour against voltage sags. Seoul : 2009 IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 2009.

[29] AGUILAR, D.; ROLAN, A.; CORCOLES, F.; RODRIGUEZ, P. Symmetrical and unsymmetrical voltage sag effects on the three-phase synchronous machine stability. Barcelona : 2009 13th European Conference on Power Electronics and Applications, 2009.

[30] CARLSSON, F. Saturation in synchronous machines due to voltage sags. s.l. : Electric Machines and Drives Conference IEEE International, 2003. págs. 1571-1575. Vol. 3.

[31] AGUILAR, D.; VAZQUEZ, G.; ROLAN, A.; ROCABERT, J.; CORCOLES, F.; RODRIGUEZ, P. Simulation of Wound Rotor Synchronous Machine under voltage sags. Bari : 2010 IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 2010. págs. 2626-2631.

[32] DJOKIC, S. Z.; DESMET, J.; VANALME, G.; MILANOVIC, J. V.; STOCKMAN, K.;. Sensitivity of personal computers to voltage sags and short interruptions. New York : IEEE Transactions on Power Delivery, 2005. págs. 375-383. Vol. 20.

[33] DJOKIC, S. Z., MILANOVIC, J. V. Y KIRSCHEN, D. S. Sensitivity of AC coil contactors to voltage sags, short interruptions, and undervoltage transients. New York : IEEE Transactions on Power Delivery, 2004. págs. 1299-1307. Vol. 19.

[34] BOLLEN, M; ZHANG, L. Analysis of voltage tolerance of AC adjustable-speed drives for three-phase balanced and unbalanced sags. New York : IEEE Transactions on Industry Applications, 2000. págs. 904-910. Vol. 36.

[35] DDNR. Niveles de tensión de conexión de cargas de clientes. Cundinamarca : LikiNormas, 2014

[36] SOCIETY, IEEE POWER & ENERGY. Trial-Use Recommended Practice for Voltage Sag and Short Interruption Ride-Through Testing for End-Use Electrical Equipment Rated Less than 1000 V. New York : s.n., 2014. std 1668.

[37] PEREZ , Manuel. Calidad de potencia en los sistemas de energía eléctrica: perspectivas futuras. Vigo : Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Vigo, 2002. págs. 1-9.

[38] MCGRANAGHAN, M. F. Voltage sags in industrial systems. 1993. págs. 397-403.

[39] ARDILA, Christian; SALAMANCA, Raúl. Restaurador dinámico de tensión (DVR): Análisis y estrategias de control. Bucaramanga : Trabajo de grado ingeniero electricista, Facultad de ingenierías físico-mecánicas, 2010.

[40] KATOLE, D; JOSHI, K. Analysis and Mitigation of Balanced Voltage Sag with the Help of Energy Storage System. Goa : 2010 3rd International Conference on Emerging Trends in Engineering and Technology, 2010. págs. 317-321.

[41] JOTHIBASU, S. y MISHRA, M. An Improved Direct AC–AC Converter for Voltage Sag Mitigation. New York : IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2015. págs. 21-29. Vol. 62.

[42] GUTOR. AC UPS System Guide Specification. Wetingen : s.n. pág. 22.

[43] KNYAZKIN, V; SODER, L. Mitigation of voltage sags by using coordinated control and a fast switch. Porto : IEEE Porto Power Tech Proceedings (Cat. No.01EX502), 2001. Vol. 2.

[44] ANDRADE ET AL, R. Voltage sags compensation using a superconducting flywheel energy storage system. s.l. : IEEE Transactions on Applied Superconductivity, 2005. págs. 2265-2268. Vol. 15.

[45] LAWRENCE, R., CRAVEN, K. y NICHOLS, G. Flywheel UPS. New York : IEEE Industry Applications Magazine, 2003. págs. 44-50. Vol. 9.

[46] SAMINENI, S.; JOHNSON, B.; HESS, H.; LAW, J. Modeling and analysis of a flywheel energy storage system for Voltage sag correction. s.l. : IEEE Transactions on Industry Applications, 2006. págs. 42-52. Vol. 42.

[47] KATO, S.; CHENG, M.; SUMITANI, H.; SHIMADA, R.; Semiconductor Power Converterless Voltage Sag Compensator and UPS Using a Flywheel Induction Motor and an Engine Generator. Nagoya : 2007 Power Conversion Conference - Nagoya, 2007. págs. 1680-1685.

[48] POWER, ACTIVE. INTEGRATED FLYWHEEL UPS FOR SEMICONDUCTOR APPLICATIONS. Austin, Texas : s.n. pág. 13.

[49] DEWINKEL, C; LAMOREE, J. Storing power for critical loads. s.l. : IEEE Spectrum, 1993. págs. 38-42. Vol. 30.

[50] KADAM, P. y VADIRAJACHARYA, K. Super conducting magnetic energy storage based DVR. Bhopal : Electrical, Electronics and Computer Science (SCEECS), 2012 IEEE Students' Conference on, 2012. págs. 1-5.

[51] BOYES, J; CLARK, N. Technologies for energy storage. Flywheels and super conducting magnetic energy storage. Seattle, WA : 2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134), 2000. págs. 1548-1550. Vol. 3.

[52] GONZALEZ, G. Almacenamiento de energía magnética por superconducción. s.l. : Prisma tecnológico, 2013. págs. 29-32. Vol. 4.

[53] SCHOTTLER, R; CONEY, R. Commercial application experiences with SMES. s.l. : Power Engineering Journal, 1999. págs. 149-152. Vol. 13.

[54] SOCIETY, IEEE POWER & ENERGY. The Authoritative Dictionary of IEEE Standards Terms. 2000. std 100.

[55] MORA, Jesús. Máquinas eléctricas. Sexta Ed. Madrid : McGraw Hill, 2008.

[56] O'CONNOR, H. Recent ferroresonant transformer improvements. Cincinnati, OH : Proceedings: Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing and Coil Winding Conference (Cat. No.99CH37035), 1999. págs. 235-239.

[57] CARRILLO, Camilo y Cidrás Pidre, José. Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (SVC). Vigo, 2003.

[58] RAMIREZ, Samuel; CANO , Eduardo. Calidad del servicio de energía eléctrica. Manizalez : Universidad Nacional de Colombia sede Manizales, 2006.

[59] THASANANUTARIYA, Tosak, CHATRATANA, Somchai y MCGRANAGHAN, Mark. Econocmic evaluation of solution alternatives for voltage sags and momentary interruptions. s.l. : Electrical power quality and utilization, Magazine, 2005. págs. 17-26. Vol. 1.

BIBLIOGRAFÍA

AGUILAR, D.; VAZQUEZ, G.; ROLAN, A.; ROCABERT, J.; CORCOLES, F.; RODRIGUEZ, P. Simulation of Wound Rotor Synchronous Machine under voltage sags. Bari : 2010 IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 2010.

ARDILA, Christian; SALAMANCA, Raúl. Restaurador dinámico de tensión (DVR): Análisis y estrategias de control. Bucaramanga : Trabajo de grado ingeniero electricista, Facultad de ingenierías físico-mecánicas, 2010.

DJOKIC, S. Z., MILANOVIC, J. V. Y KIRSCHEN, D. S. Sensitivity of AC coil contactors to voltage sags, short interruptions, and undervoltage transients. New York : IEEE Transactions on Power Delivery, 2004.

KADAM, P. y VADIRAJACHARYA, K. Super conducting magnetic energy storage based DVR. Bhopal : Electrical, Electronics and Computer Science (SCEECS), 2012 IEEE Students' Conference on, 2012.

KATO, S.; CHENG, M.; SUMITANI, H.; SHIMADA, R.; Semiconductor Power Converterless Voltage Sag Compensator and UPS Using a Flywheel Induction Motor and an Engine Generator. Nagoya : 2007 Power Conversion Conference - Nagoya, 2007.

PEREZ , Manuel. Calidad de potencia en los sistemas de energía eléctrica: perspectivas futuras. Vigo : Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Vigo, 2002.

RAMIREZ, Samuel; CANO , Eduardo. Calidad del servicio de energía eléctrica. Manizalez : Universidad Nacional de Colombia sede Manizales, 2006.

SOCIETY, IEEE POWER & ENERGY. Trial-Use Recommended Practice for Voltage Sag and Short Interruption Ride-Through Testing for End-Use Electrical Equipment Rated Less than 1000 V. New York : s.n., 2014. std 1668.