PROCESO GESTIÓN DEL TALENTO HUMANO

FORMATO INFORME MENSUAL EJECUCIÓN CONTRACTUAL

Barranquilla, Noviembre de 2020

Señor (a)
MANUEL GREGORIO HORMECHEA LANCE
SUPERVISOR(A) CONTRATO No. **1713406**
Coordinador de Automatización
Automatización
Barranquilla

Asunto: Informe mensual de ejecución contractual Mes Noviembre del año 2020

Referencia: No 1713406 del año 2020

LEONARDO FABIAN CHARRIS GARCIA, identificado con la cédula de ciudadanía No. 72.173.801 de Barranquilla, en mi calidad de Contratista del SENA, en Automatización, en cumplimiento del Contrato de Prestación de Servicios de la referencia, a continuación presento el Informe de actividades realizadas en el mes objeto de cobro.

Valor y forma de Pago: e). un pago correspondiente al mes de Noviembre de 2020 por valor de (3.278.181). Los honorarios serán pagados por el SENA al contratista de acuerdo al cronograma definido por la Dirección Administrativa y Financiera de la Dirección General, en la cuenta de Ahorros No. 391418050 Banco de Bogota, cuyo titular es el Contratista.

Plazo: Será hasta el 28 de Diciembre de 2020.

OBJETO:
Prestación de servicios profesionales como instructor para impartir formación profesional titulada y complementaria en el área de electricidad industrial de acuerdo a la programación académica del SENA Centro Nacional Colombo Alemán

CLÁUSULA (No. de cláusula donde se encuentren las obligaciones del contratista)

No	Obligaciones	Acciones realizadas	Evidencias
1	Orientar los procesos de aprendizaje según las necesidades detectadas en los procesos de evaluación, metodologías de aprendizaje y programas curriculares vigentes en los programas de formación asignados.	Atención de los grupos de aprendices asignados, Selección de estrategias Enseñanza- Aprendizaje-Evaluación. Orientar puesta a tierra,mtto.de transformadores,acometidas electricas en baja tensión y	Aplicativo Sofiaplus

		mejoramiento de procesos y maquinas a los grupos asignados.	
2	Registrar oportunamente en el aplicativo, asociar, asistencia y evaluación de aprendices	Registro oportuno en el aplicativo de: juicios evaluativos, Inasistencias, novedades (Deserciones, Quejas). Asociar aprendices a la ruta de aprendizaje asignada.	Aplicativo Sofiaplus
3	Utilizar y cuidar los ambientes ,maquinaria, materiales, etc.	Velar por el buen uso, sostenimiento y mejoras de los ambientes de aprendizaje, maquinarias, equipos y herramientas. Propiciar un ambiente de condiciones de seguras y bienestar.	Aplicativo Sofiaplus

A continuación relaciono los desplazamientos que realicé previo a la presentación de este informe. Una vez finalizado cada desplazamiento presenté al ordenador del gasto el informe en el Formato Informe Legalización Desplazamiento Contratista GTH-F-087, en el que se describieron las actividades desarrolladas y los resultados de cada desplazamiento. Cada informe cuenta con el visto bueno del Supervisor.
Se lista a continuación el soporte de la legalización de los desplazamientos realizados, los cuales forman parte integral del presente informe de ejecución contractual.

ITEM	No DE LA ORDEN DE VIAJE	LUGAR DE DESPLAZAMIENTO	FECHAS DE DESPLAZAMIENTOS	
			INICIO	FINALIZACIÓN

Nota 1: *Por cada desplazamiento que haya realizado el contratista, adjuntará el respectivo informe que la soporte. En caso de haber realizado el desplazamiento en fecha posterior a la presentación del informe de ejecución contractual, deberá reportarlo en el siguiente informe de ejecución contractual.*

Para el trámite de la cuenta me permito adjuntar: Documentos enunciados como evidencias del cumplimiento de las obligaciones contractuales y los desplazamientos realizados y el No. de la planilla, operador y periodo. (Decreto Ley 2106 de 2019 – " *Decreto Ley Antitrámites"*)

Evidencias en ( ) folios

Cordialmente,

LEONARDO FABIAN CHARRIS GARCIA

Contratista
C.C. No. 72.173.801

Recibí a satisfacción:

MANUEL GREGORIO HORMECHEA LANCE
Supervisor(a) Contrato 1713406 de 2020
Coordinador de Automatización

SERVICIO NACIONAL DE APRENDIZAJE SENA
CENTRO NACIONAL COLOMBO ALEMAN
PLAN DE TRABAJO

Programa de Formación:	Tecnólogo en Electricidad Industrial TEI 33 " INSPECCIONAR LA CALIDAD DEL SERVICIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA CON BASE EN LAS NORMAS Y PROCEDIMIENTOS ESTABLECIDOS POR LA CREG"	**Instructor:**	LEONARDO CHARRIS G.

PLAN DE FORMACIÓN Y EVALUACIÓN

Resultados de Aprendizaje	No Evidencia	Actividades propuestas a desarrollar	tipo de evidencia	técnica de evaluación	instrumento de evaluación	Forma de Entrega		Recolección de evidencias
						Física	Digital	Fecha
IDENTIFICAR LAS CARACTERÍSTICAS DE LA RED PARA CUMPLIR CON LAS NORMAS DE CALIDAD DE ENERGÍA.	# 1	Se comparte material en pdf donde se explican significado de indicadores SAID y SAIFI	Conocimiento	Formulación de preguntas	Cuestionario oral	X		Oct 19 al 24 /20
OPTIMIZAR INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE ACUERDO A LAS NORMAS DE CALIDAD DE ENERGÍA.	# 2	Se comparte material en pdf donde se presenta y explica Informe emitido por la SSPD referente a los indicadores de calidad del año 2.018	Conocimiento	Estudio de caso	Cuestionario escrito		X	Oct 26 al 31/20
OPTIMIZAR INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE ACUERDO A LAS NORMAS DE CALIDAD DE ENERGÍA.	# 3	Se comparte material en pdf donde se presenta y explica Informe de la empresa APC respecto a los 7 tipos de perturbaciones que pueden presentarse en las I.E.	Conocimiento	Formulación de preguntas	Cuestionario escrito		X	Nov 2 al 7 / 20 Nov 9 al 14 /20



FIRMA DEL INSTRUCTOR:

FICHA: **1904171**

SERVICIO NACIONAL DE APRENDIZAJE SENA
CENTRO NACIONAL COLOMBO ALEMAN
PLAN DE TRABAJO

Programa de Formación:	Tecnólogo en Electricidad Industrial TEI 34 " INSPECCIONAR LA CALIDAD DEL SERVICIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA CON BASE EN LAS NORMAS Y PROCEDIMIENTOS ESTABLECIDOS POR LA CREG"	**Instructor:**	LEONARDO CHARRIS G.

PLAN DE FORMACIÓN Y EVALUACIÓN

Resultados de Aprendizaje	No Evidencia	Actividades propuestas a desarrollar	tipo de evidencia	técnica de evaluación	instrumento de evaluación	Forma de Entrega		Recolección de evidencias
						Física	Digital	Fecha
IDENTIFICAR LAS CARACTERÍSTICAS DE LA RED PARA CUMPLIR CON LAS NORMAS DE CALIDAD DE ENERGÍA.	# 1	Se comparte material en pdf donde se explican significado de indicadores SAID y SAIFI	Conocimiento	Formulación de preguntas	Cuestionario oral	X		Oct 19 al 24 /20
OPTIMIZAR INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE ACUERDO A LAS NORMAS DE CALIDAD DE ENERGÍA.	# 2	Se comparte material en pdf donde se presenta y explica Informe emitido por la SSPD referente a los indicadores de calidad del año 2.018	Conocimiento	Estudio de caso	Cuestionario escrito		X	Oct 26 al 31/20
OPTIMIZAR INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE ACUERDO A LAS NORMAS DE CALIDAD DE ENERGÍA.	# 3	Se comparte material en pdf donde se presenta y explica Informe de la empresa APC respecto a los 7 tipos de perturbaciones que pueden presentarse en las I.E.	Conocimiento	Formulación de preguntas	Cuestionario escrito		X	Nov 2 al 7 / 20 Nov 9 al 14 /20



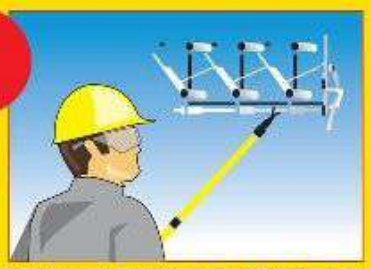
FIRMA DEL INSTRUCTOR:

FICHA: **1960512**

5 REGLAS DE ORO

TRABAJO EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS

1



Cortar en forma efectiva todas las fuentes de tensión y neutro

2



Bloquear en posición de apertura los aparatos de corte

3



Verificar ausencia de tensión

4

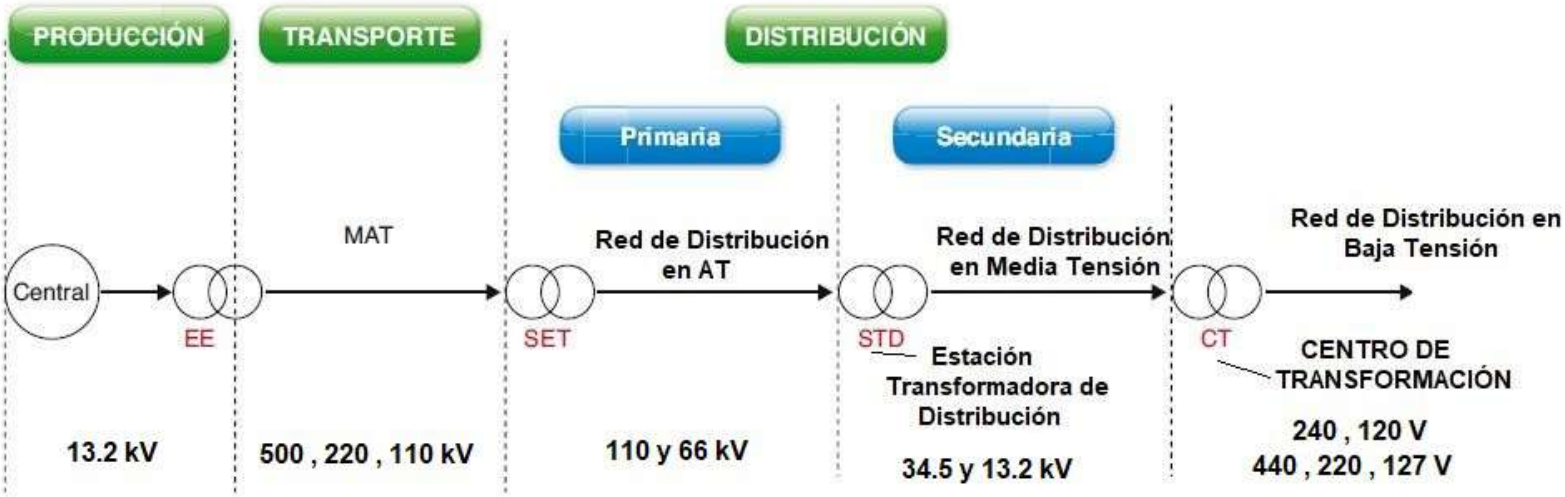


Poner a tierra y en cortocircuito

5



Delimitar y señalizar la zona de trabajo


PRODUCCIÓN
TRANSPORTE
DISTRIBUCIÓN
Primaria
Secundaria
Central
EE
MAT
SET
Red de Distribución en AT
STD
Red de Distribución en Media Tensión
CT
Red de Distribución en Baja Tensión
Estación Transformadora de Distribución
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN
13.2 kV
500 , 220 , 110 kV
110 y 66 kV
34.5 y 13.2 kV
240 , 120 V
440 , 220 , 127 V

DIAGNÓSTICO DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA
2018



SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, D.C.,
Junio de 2019

DIAGNÓSTICO DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA 2018

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

Natasha Avendaño García

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Carlos Mauricio Cerón Mendoza

Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

Diego Alejandro Ossa Urrea

Director Técnico de Gestión de Energía (E)

EQUIPO DE TRABAJO

Óscar Javier Murillo Sánchez

Esteban Guzmán Ávila

Sumario

Introducción....6
Continuidad del servicio de energía....7
Indicadores de calidad del servicio en Colombia....7
Definiciones y Metodología....8
Principales conclusiones del “Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia 2017”....10
Actualidad Regulatoria....11
Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad....11
Indicadores SAIDI y SAIFI....13
Indicador SAIDI acumulado 2018....13
Indicador SAIFI acumulado 2018....15
Indicadores SAIDI y SAIFI por Grupos de Calidad....17
Indicadores SAIFI y SAIDI por Nivel de tensión....23
Indicadores de calidad por Municipio....28
Indicadores DES y FES....35
Auditorías al esquema de calidad del servicio, Resolución CREG 025 de 2013....41
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P....43
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P....43
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P....44
EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDÍO S.A. E.S.P....45
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P....46
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P....47
EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA....48
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P....49
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P....50
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P....51
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETÁ S.A. E.S.P....51
RUITOQUE S.A. E.S.P....52
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P....53
CODENSA S.A. E.S.P....54
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P....55
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P....56
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P....57
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A E.S.P....58
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P....59
Conclusiones....60
Bibliografía....62

Índice de figuras

Figura 1: SAIDI por Operador Vs SAIDI Nacional año 2018.....15
Figura 2: SAIFI por Operador Vs SAIFI Nacional año 2018.....16
Figura 3: SAIDI por Operador Vs SAIDI Nacional grupo calidad 1, año 2018.....18
Figura 4: SAIFI por Operador Vs SAIFI Nacional grupo calidad 1, año 2018.....18
Figura 5: SAIDI por Operador Vs SAIDI Nacional grupo calidad 2, año 2018.....19
Figura 6: SAIFI por Operador Vs SAIFI Nacional grupo calidad 2, año 2018.....20
Figura 7: SAIDI por Operador Vs SAIDI Nacional grupo calidad 3, año 2018.....20
Figura 8: SAIFI por Operador Vs SAIFI Nacional grupo calidad 3, año 2018.....21
Figura 9: SAIDI por Operador Vs SAIDI Nacional grupo calidad 4, año 2018.....22
Figura 10: SAIFI por Operador Vs SAIFI Nacional grupo calidad 4, año 2018.....23
Figura 11: SAIDI por Operador, nivel de tensión 2, año 2018.....24
Figura 12: SAIFI por Operador, nivel de tensión 2, año 2018.....25
Figura 13: SAIDI por Operador, nivel de tensión 3, año 2018.....26
Figura 14: SAIFI por Operador, nivel de tensión 3, año 2018.....26
Figura 15: SAIDI por Operador, nivel de tensión 4, año 2018.....27
Figura 16: SAIFI por Operador, nivel de tensión 4, año 2018.....27
Figura 17: SAIDI para capitales de departamento 2018.....29
Figura 18: SAIFI para capitales de departamento 2018.....30
Figura 19: Correlación SAIDI-SAIFI y % Ruralidad.....34
Figura 20: Correlación SAIDI-SAIFI y IRF.....34
Figura 21: DES por Operador Vs DES Nacional 2018.....36
Figura 22: FES por Operador Vs FES Nacional 2018.....37
Figura 23: DES por Operador, grupo de calidad 1 2018.....37
Figura 24: FES por Operador, grupo de calidad 1 2018.....38
Figura 25: DES por Operador, grupo de calidad 2 2018.....38
Figura 26: FES por Operador, grupo de calidad 2 2018.....39
Figura 27: DES por Operador, grupo de calidad 3 2018.....39
Figura 28: FES por Operador, grupo de calidad 3 2018.....40
Figura 29: DES por Operador, grupo de calidad 4 2018.....40
Figura 30: FES por Operador, grupo de calidad 4 2018.....41
Figura 31: Resumen resultados auditoría EBSA.....43
Figura 32: Resumen resultados auditoría CHEC.....44
Figura 33: Resumen resultados auditoría CEDENAR.....45
Figura 34: Resumen resultados auditoría EDEQ.....46
Figura 35: Resumen resultados auditoría ESSA.....47
Figura 36: Resumen resultados auditoría EPSA.....48
Figura 37: Resumen resultados auditoría ENELAR.....49
Figura 38: Resumen resultados auditoría EPM.....49
Figura 39: Resumen resultados auditoría CENS.....50
Figura 40: Resumen resultados auditoría CETSA.....51
Figura 41: Resumen resultados auditoría ELECTROCAQUETA.....52
Figura 42: Resumen resultados auditoría RUITOQUE.....53
Figura 43: Resumen resultados auditoría ENERGÍA DE PEREIRA.....54
Figura 44: Resumen resultados auditoría CODENSA.....55

Figura 45: Resumen resultados auditoría ELECTRICARIBE.....56
Figura 46: Resumen resultados auditoría EMCALI.....57
Figura 47: Resumen resultados auditoría DISPAC.....58
Figura 48: Resumen resultados auditoría ENERTOLIMA.....59
Figura 49: Resumen resultados auditoría CEO.....60

Índice de tablas

Tabla 1: Indicador ITAD para nivel de tensión 1, año 2018.....12
Tabla 2: Indicador ITAD para nivel de tensión 2 y 3, año 2018.....13
Tabla 3: Convención colores, gráficos de barra.....14
Tabla 4: Listado de municipios con indicadores más bajos de calidad en Colombia, 2018.....31
Tabla 5: Listado de municipios por OR con indicadores críticos de calidad en Colombia, 2018.....32
Tabla 6: Listado de municipios por OR con indicadores críticos de calidad en Colombia, 2018.....33

Introducción

En el presente informe la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD) presenta los resultados del análisis de los indicadores de calidad del servicio de los Operadores de Red (OR) que prestan el servicio público de energía eléctrica en Colombia para el año 2018. El documento está compuesto de cuatro secciones, en las tres primeras secciones se presenta la evaluación y comparación de los indicadores de duración y frecuencia de interrupciones y en la cuarta sección se presentan los resultados obtenidos por los OR en las auditorías a las bases de datos y a la información de interrupciones, establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

Al igual que en el informe del año 2017 y teniendo en cuenta la reciente expedición de la Resolución CREG 015 de 2018, la SSPD consideró importante usar la misma metodología de evaluación de indicadores empleada en años anteriores, que acude a los indicadores de calidad del servicio SAIDI y SAIFI[1]. De esta forma, se analizan los indicadores que servirán para evaluar regulatoriamente las condiciones de calidad del servicio que se presta a los usuarios, así como la tendencia en su comportamiento en los últimos dos años.

La Resolución CREG 015 de 2018 trae consigo una serie de cambios en lo relacionado con el esquema de calidad del servicio en los sistemas de distribución, dentro de los cuales se destacan: i) la modificación de los indicadores de calidad del servicio que deben ser medidos por los OR, ii) la definición de una senda de mejora, y iii) el establecimiento de límites para la duración y la frecuencia de las interrupciones que deben experimentar los usuarios. Igualmente se mantienen elementos del esquema anterior como, por ejemplo, el esquema de incentivos y compensaciones, y las auditorías a la calidad de la información y bases de datos en las que se gestionan las interrupciones.

A 31 de diciembre de 2018, los seis OR que se mencionan a continuación aún no habían cumplido los requisitos exigidos para iniciar la aplicación el esquema de incentivos y compensaciones establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, estos 6 operadores atienden a 253.792 usuarios, es decir un 1,7% del total de usuarios del país:

1. Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P.
2. Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.
3. Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P.
4. Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A E.S.P.
5. Empresas Municipales de Cartago E.S.P.
6. Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.

Además de esto, en la actualidad 4 empresas que prestan el servicio de distribución de energía eléctrica sin tener aprobados cargos de distribución y/o comercialización por parte de la CREG, las cuales son Electrificadora del Municipio de Riosucio Chocó S.A. E.S.P., Empresa de Servicios Públicos de Murindó S.A.S E.S.P., Municipio del Carmen del Darién, y Empresa Municipal de Servicios Públicos de Cartagena del Chairá E.S.P., las cuales, al no reportar información de calidad

1 SAIDI: System Average Interruption Duration Index
SAIFI: System Average Interruption Frequency Index

del servicio al SUI, no pueden ser evaluadas, razón por la cual, aun cuando ejercen la actividad de distribución de energía eléctrica no serán tenidas en cuenta los análisis del presente informe.

En comparación con los resultados del año 2017, la duración y la frecuencia de las interrupciones por usuario en Colombia disminuyó en el año 2018. De acuerdo con la información reportada por los Operadores, la cual sirvió de base para el presente informe, se evidencia una mejora en las condiciones de calidad del servicio de energía eléctrica.

La duración de las interrupciones que se reporta actualmente por los Operadores al Sistema Único de Información - SUI es una duración acumulada, por lo tanto, no hay forma de discriminar interrupciones con duraciones menores a 3 minutos; estas interrupciones, a nivel internacional son excluidas del cálculo de indicadores y son consideradas interrupciones transitorias.

Continuidad del servicio de energía

La continuidad en el servicio de energía eléctrica se logra cuando se mantiene el suministro sin ninguna interrupción. Las interrupciones se entienden como eventos durante los cuales la tensión en la instalación eléctrica de un usuario es cero. Desde el punto de vista de un usuario, se espera que el servicio de energía sea continuo en todo momento y que la tarifa por el servicio, sea la adecuada. Para un Operador, el reto consiste en encontrar el punto en el cual la operación del sistema de distribución permita que las interrupciones que experimentan sus usuarios sean tan pocas y breves como sea posible cumpliendo con la regulación establecida y logrando la mejor relación costo - beneficio para sus accionistas.

La metodología regulatoria de evaluación de la calidad del servicio vigente para el año 2018, se fundamenta en la evaluación de indicadores de calidad media (ITAD) y de calidad individual (ITT). Dichos indicadores de continuidad se complementan con mecanismos de incentivos y compensaciones para el Operador y los usuarios, respectivamente. La SSPD, en el marco de sus funciones, realiza el monitoreo constante de estos indicadores y vigila que se encuentren dentro de los límites definidos por la regulación vigente.

Indicadores de calidad del servicio en Colombia

Los indicadores de calidad del servicio son instrumentos creados por la CREG y usados por la SSPD para ejercer las funciones en materia de vigilancia y control de las condiciones de calidad del servicio de energía eléctrica que prestan los OR en el país.

Inicialmente, mediante la Resolución 070 de 1998 la CREG estableció los indicadores DES y FES. Estos fueron los primeros indicadores de calidad del servicio que se supervisaron en el país. Llevar un registro de estos indicadores no requiere el desarrollo o implementación de sistemas de registro o telecomunicaciones especializados, ya que miden solamente las interrupciones que se presentan en los circuitos de distribución completos, es decir, solo se cuenta como interrupción una desconexión completa del circuito; seis operadores de red aún miden su calidad del servicio usando estos indicadores.

La CREG estableció un límite anual y similar para todos los Operadores para los indicadores DES y FES, por lo anterior, esta metodología no permite evaluar en detalle la calidad del servicio prestado a cada usuario y no tiene en cuenta las particularidades que experimenta cada uno de los Operadores en la región donde presta el servicio.

Con el ánimo de tener una mayor certeza de las condiciones de calidad de servicio para cada usuario y teniendo en cuenta el mejoramiento y la masificación de los sistemas de información y tecnologías de la comunicación, entre otros aspectos, la CREG mediante la Resolución 097 de 2008 cambió los indicadores para que los Operadores evaluaran y reportaran las condiciones de calidad del servicio en sus sistemas de distribución para cada transformador de distribución.

El primer indicador se denomina Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD) el cual tiene como valor de referencia para evaluación, el Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (IRAD). El segundo indicador se denomina Índice Trimestral de la Discontinuidad por Transformador (ITT) y tiene como valor de referencia para su evaluación el promedio de los Índices de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad (IRGP). El reporte de ambos indicadores permite evaluar de manera general y de manera individual, la calidad del servicio prestada por un OR.

Estos indicadores tienen como unidad básica de análisis ya no un circuito de distribución completo, sino que las interrupciones se miden a nivel de transformador de distribución, lo que permite tener una mayor precisión y datos más ajustados a la realidad que experimentan cada uno de los usuarios. Por otro lado, se fijaron límites específicos para cada uno de los Operadores a partir de la calidad del servicio registrada durante los años 2006 y 2007, en sus sistemas.

No obstante lo anterior, el indicador ITAD, con el cual se evalúa regulatoriamente la calidad general del servicio en Colombia tiene dos inconvenientes de cara a la evaluación en conjunto de múltiples OR, el primero es que este indicador no solo depende de las interrupciones del servicio sino del consumo de los usuarios asociados a cada operador de red toda vez que es un indicador que da cuenta del porcentaje de energía dejado de entregar a causa de las interrupciones del servicio, lo que dificulta la comparación entre OR, y la segunda es que si bien tiene en cuenta de manera clara la duración de las interrupciones, no contempla el efecto de la frecuencia de las mismas dentro del concepto de calidad del servicio, criterio que, como se verá más adelante, tiene un impacto considerable en la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica en Colombia.

Es por esto, que además de incluir un capítulo en el cual se evalúan a los OR de manera individual con base en el indicador ITAD, también se incluyen varios capítulos donde se hace una evaluación más profunda basada en el comportamiento de los indicadores SAIDI y SAIFI, los cuales no presentan las dificultades ya mencionadas, y pueden ser calculados con los datos reportados por los operadores de red al SUI, con la única salvedad de que en este caso no pueden ser excluidas las interrupciones cuya duración es menor a los 3 minutos.

Definiciones y Metodología

A continuación, se presentan algunas definiciones que le facilitarán al lector, la comprensión de los resultados del presente estudio.

SAIDI: Indicador que mide la duración promedio de las interrupciones percibidas por un usuario conectado a un sistema de energía eléctrica, normalmente se mide en minutos o en horas [1].

SAIFI: Indicador que mide la cantidad de veces promedio que se presenta una interrupción para un usuario conectado a un sistema de energía eléctrica [1].

DES: Indicador que mide la duración equivalente de las interrupciones del servicio, se mide en horas y tienen en cuenta únicamente las interrupciones que ocurren en todo el circuito de distribución de energía eléctrica [2].

FES: Indicador que mide la frecuencia equivalente de las interrupciones del servicio, se mide en veces y tienen en cuenta únicamente las interrupciones que ocurren en todo el circuito de distribución de energía eléctrica [2].

ITAD: Indicador que representa el nivel de calidad del servicio prestado durante un trimestre de cálculo. Este indicador tiene en cuenta la duración de las interrupciones y la cantidad de energía que en promedio el Operador deja de suministrar a sus usuarios. Para la evaluación del desempeño de la calidad del servicio de cada Operador, la CREG estableció un valor de referencia diferente para cada uno, este valor se denomina indicador IRAD [4].

ITT: Indicador que mide la relación entre la duración trimestral en horas de las interrupciones por transformador, dividido por el número de horas de un trimestre. Este indicador está definido por nivel de tensión y por grupo de calidad [3].

Grupos de calidad: Clasificación definida por la CREG que permite clasificar circuitos, tramos o transformadores que prestan el servicio de energía eléctrica, de acuerdo a su localización geográfica.

Grupo 1: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en cabeceras municipales con una población superior o igual a 100.000 habitantes según el último dato certificado por el DANE [3].

Grupo 2: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en cabeceras municipales con una población menor a 100.000 habitantes y superior o igual a 50.000 habitantes según el último dato certificado por el DANE [3].

Grupo 3: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en cabeceras municipales con una población inferior a 50.000 habitantes según el último dato certificado por el DANE [3].

Grupo 4: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en suelo que no corresponde al área urbana del respectivo municipio o distrito [3].

Niveles de tensión: Los sistemas de transmisión regional (STR) y los sistemas de distribución local (SDL) se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

Nivel 4: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.

Nivel 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.

NIvel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.

Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

En términos generales, es posible generalizar de la siguiente forma: en los grupos de calidad 1, 2 y 3 se encuentran agrupados los usuarios urbanos y en el grupo de calidad 4 se encuentran los usuarios rurales del país. Este agrupamiento de usuarios y sus respectivos grupos de calidad, será analizada en detalle, más adelante en este documento.

Los indicadores de continuidad del servicio incluidos en este informe son: ITAD, SAIDI, SAIFI, DES, y FES, además, con el fin de tener más claridad sobre la realidad particular de cada Operador y usuario del país, se incluyen otros aspectos como son el número promedio de usuarios atendidos por cada Operador, el grupo de calidad de cada usuario, el nivel de tensión y la ruralidad de cada uno de los municipios del país.

Principales conclusiones del “Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia 2017”

En el informe “Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia 2017” [4], publicado por la SSPD, el 80% de los municipios del país que son atendidos por empresas que aplican el esquema de calidad del servicio establecido en la Resolución CREG 097 de 2008 (aproximadamente 800 municipios), tienen SAIDI menor a 140 horas al año.

En comparación con los resultados del año 2016, la duración y la frecuencia de las interrupciones que presentó en promedio un usuario del servicio de energía aumentaron, llegando a un valor de 39,5 horas y 51,3 veces al año durante el 2017.

Para el año 2017, se evidenció que el 50.87% de los usuarios del grupo de calidad 1, gozan de unas mejores condiciones de calidad del servicio, dado que los 3 Operadores que los atienden, para el grupo de calidad 1, registraron valores de SAIDI y de SAIFI inferiores a la mitad del promedio nacional.

Los usuarios de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. reciben el servicio de energía eléctrica con el indicador de continuidad más bajo del país. En todos los grupos de calidad bajo análisis, se registró el desempeño más bajo en comparación a cualquier otro Operador. ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., atiende el 18% de los usuarios del país, aproximadamente 2,3 millones usuarios, la situación más crítica se presenta para los usuarios clasificados en los grupos de calidad 2 y 3 en donde los indicadores de SAIDI son al menos dos veces mayores al promedio del país, dentro de este grupo se encuentran aproximadamente unos 590 mil usuarios.

Finalmente, si bien cuando se desagregó el análisis por empresa al nivel de grupos de calidad y niveles de tensión se obtuvieron resultados interesantes, se obtuvieron resultados contundentes cuando se analizó la calidad del servicio por cada municipio del país, toda vez que se evidenció que existen municipios cuya duración promedio de interrupciones por usuario se ubica en 800 horas y el promedio de interrupciones por usuario se ubica en 900 veces durante el año 2018, valores que son más de 20 veces mayores a los obtenidos para el país en total.

Actualidad Regulatoria

A inicios del 2018 la CREG publicó la Resolución CREG 015 mediante la cual se establece la metodología que remunerará la actividad de distribución de energía eléctrica durante el siguiente periodo tarifario. Dentro de esta metodología se incluye la actualización del marco regulatorio de la calidad del servicio de energía eléctrica.

En relación a la calidad del servicio, dicha resolución introdujo los indicadores más usados a nivel internacional para evaluar las condiciones de calidad del servicio. Los indicadores SAIDI y SAIFI, por separado medirán la duración y frecuencia promedio de las interrupciones ocurridas durante un año para el grupo de usuarios que conforman un mercado de distribución. Para la evaluación de estos indicadores, se compararán los valores obtenidos por los OR comparados con las metas establecidas por la CREG, calculadas inicialmente con base en la calidad reportada por los OR a XM durante el año 2016, y que se irán reduciendo un 8% anual hasta el final del periodo tarifario o hasta que el OR alcance para su sistema las metas de largo plazo (diez años), que se ubican en un valor de SAIDI de 2 horas/año y un valor de SAIFI con un valor de 9 veces/año.

Para la evaluación de la calidad individual del servicio, los cuatro antiguos grupos de calidad fueron cambiados con el fin de evaluar este indicador para grupos de usuarios más homogéneos, de ahora en adelante, se tendrá en cuenta, por una parte el número de habitantes de cada municipio, de aquí se obtienen tres niveles en vez de cuatro como en el esquema de la Resolución CREG 097 y por otra parte, se incluye un nuevo criterio denominado “índice de riesgo de falla”, el cual define el riesgo de falla asociado por causa de las condiciones climáticas y topográficas propias de cada región del país, de aquí se obtienen otros tres niveles.

Así las cosas, cada municipio de país se clasificará dentro de uno de los nueve grupos de calidad que resulta de la combinación de los niveles mencionados, y la calidad individual del servicio, tanto por duración como por frecuencia, se evaluará con base en las metas definidas por el regulador para cada uno de estos nueve grupos, que se calcularán como el percentil 85 de la distribución de calidad del servicio suministrada por usuario en el año 2016, y pasará al cabo de los primeros 5 años de implementación del esquema de calidad al 80% de este valor, de manera que, la evaluación de calidad individual del servicio se hará con respecto a 9 metas y no con respecto a 4 como se ha venido realizando hasta el momento. Con esto, la CREG busca mediante este esquema de calidad una mejora continua de los indicadores de calidad por parte de los operadores de red y un servicio más homogéneo para todos los usuarios, de manera que la calidad de los usuarios peor atendidos no esté excesivamente distante de la media.

Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad

El ITAD es el indicador de calidad del servicio creado por la CREG en el cual se representa, durante cada trimestre del año, el nivel de calidad del servicio prestado a los usuarios del nivel de tensión 1 y de forma agregada, para los usuarios del nivel de tensión 2 y 3. El ITAD tiene en cuenta la duración de las interrupciones y la energía que en promedio el Operador deja de suministrar a sus usuarios. Para la evaluación del desempeño de la calidad del servicio de cada Operador, la CREG estableció un límite que es diferente para cada uno de los Operador, este valor límite se denomina IRAD.

Con el valor de referencia IRAD se establece un límite superior y un límite inferior de calidad de servicio para cada Operador. El índice de referencia IRAD se calculó a partir de la información de las interrupciones que fueron reportadas en la base de datos del SUI y que ocurrieron en cada sistema de distribución durante los años 2006 y 2007. La evaluación de la calidad del servicio que se presenta en los siguientes numerales, se realiza trimestralmente, el color rojo indica incumplimiento de la meta que da lugar al otorgamiento de compensaciones por parte del OR, el color verde indica una mejora en la calidad del servicio con respecto a la meta y que el OR tiene derecho a incentivos en la tarifa por ello, y el color amarillo indica que el indicador se situó dentro de la banda de indiferencia, la cual corresponde a un rango de valores de calidad del servicio sobre y por debajo del límite establecido por la CREG, entre los cuales un OR ni recibe incentivo, ni debe compensar a los usuarios por una falla en la prestación del servicio. Esta evaluación se a continuación para los cuatro trimestres el año 2018.

La tabla 1, permite verificar y comparar el cumplimiento del indicador ITAD en el nivel de tensión 1. Se observa que COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P., presuntamente no cumplió el indicador en ninguno de los trimestre del 2018, situación prácticamente igual a la de CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P. Y CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P., estos dos OR incumplieron presuntamente el indicador durante tres trimestres y apenas se mantuvieron dentro de la banda de indiferencia durante el segundo trimestre de 2018. Los OR COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P. Y RUITOQUE S.A. E.S.P. cumplieron el indicador durante todo el año. Los Operadores EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA E.S.P., ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. y EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P. iniciaron la aplicación del esquema de calidad establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, durante el 2018, por esta razón, presentan trimestres sin reporte de información al SUI.

Tabla 1: Indicador ITAD para nivel de tensión 1, año 2018

Nombre Empresa	T1	T2	T3	T4
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A E.S.P				
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.				
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP				
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.				
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.				
CODENSA S.A. E.S.P.				
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.				
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.				
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.				
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A.E.S.P.				
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P				
EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA E.S.P.				
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. ESP				
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. ESP				
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.				
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.				
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P				
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.				
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.				
RUITOQUE S.A. E.S.P.				
EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S. A. E.S.P.				

Fuente: SUI, cálculos: DTGE

En la tabla 2 se presenta la evaluación del indicador ITAD durante el año 2018 para los Operadores que atienden usuarios en los niveles de tensión 2 y 3. Se observa que COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P., CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P. y

EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P. presuntamente incumplieron el indicador ITAD en el nivel de tensión 2 y 3 para tres trimestres de 2018. Por otra parte, se observa que seis OR cumplieron con el indicador ITAD para el nivel de tensión 2 y 3, durante todo el año 2018.

Tabla 2: Indicador ITAD para nivel de tensión 2 y 3, año 2018

Nombre Empresa	T1	T2	T3	T4
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP				
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A E.S.P				
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.				
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.				
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P				
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.				
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.				
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.				
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.				
EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA E.S.P.				
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.				
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. ESP				
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P				
CODENSA S.A. E.S.P.				
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.				
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.				
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. ESP				
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.				
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A.E.S.P.				
RUITOQUE S.A. E.S.P.				
EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S. A. E.S.P.				

Fuente: SUI, cálculos: DTGE

Indicadores SAIDI y SAIFI

Indicador SAIDI acumulado 2018

El indicador SAIDI se encuentra definido en el estándar “IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices” IEEE Std 1366-2012 [1]. Los resultados del presente documento se presentan en horas y dan cuenta de la duración promedio de las interrupciones percibidas por un usuario conectado al sistema de distribución de energía eléctrica de un OR.

La duración de las interrupciones que son reportadas por los Operadores al SUI, corresponden a una duración acumulada, por lo tanto, no hay forma de discriminar interrupciones con duraciones menores a 3 minutos; estas interrupciones, a nivel internacional son excluidas del cálculo de indicadores y son consideradas interrupciones transitorias.

Actualmente el número aproximado de usuarios atendidos por los Operadores que actualmente aplican el esquema de calidad definido en la Resolución CREG 097 de 2008 es aproximadamente 14,5 millones de usuarios, lo que representa el 98,3% de los usuarios que se encuentran conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN). El restante 1,70% es atendido por Operadores que aún no han ingresado al esquema de calidad del servicio definido por la Resolución CREG 097 de 2008.

Para las figuras de barras que se muestran en esta sección se usa la convención de colores de la tabla 3, el color rojo indica que el valor del indicador supera el valor medio del indicador calculado a nivel nacional por una desviación estándar, el color amarillo indica los valores del indicador que se

encuentra dentro del rango de una desviación estándar del valor medio y el color verde indica que el valor del indicador está por debajo del valor medio y una desviación estándar.

Tabla 3: Convención colores, gráficos de barra

	Resultados con **bajo desempeño**, indicador por encima del promedio nacional más una desviación estandar.
	Resultados con **desempeño promedio**, indicador por dentro del valor del indicador nacional más o menos una desviación estandar
	Resultados con **buen desempeño**, indicador por debajo del promedio nacional menos una desviación estandar.

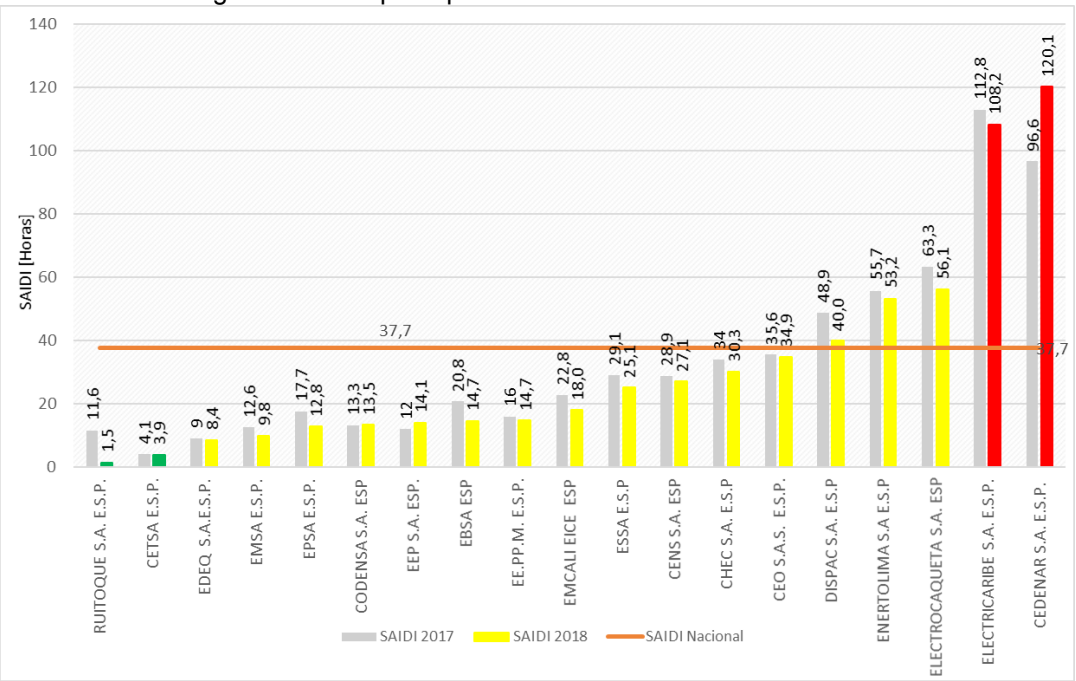
Respecto al informe anterior, Diagnóstico de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica en Colombia 2017 [4], se mantiene la metodología empleada, de presentar mediante gráficos de barras los indicadores por Operador y utilizar la desviación estándar como criterio para comparar los indicadores calculados entre Operadores.

En la figura 1, la línea naranja horizontal muestra el SAIDI acumulado para el año 2018 incluyendo a 19 Operadores del país. La figura 1 muestra que un usuario en Colombia experimentó en promedio 37,7 horas de interrupciones, lo que equivale a 1 día y 13 horas continuas sin servicio de energía durante un año. Las barras grises de esta misma figura 1 y en las demás figuras de esta sección presentan el valor del indicador del año 2017 para cada OR. Comparado con el SAIDI promedio del año 2017 se observa una disminución de 1,8 horas. Dentro del grupo de Operadores incluidos en la figura 1, se observa que 14 de ellos, tienen un valor de SAIDI que es menor que el promedio nacional, esto representa el 75% de los usuarios del país.

En este punto es importante mencionar que los Operadores EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P., ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. y EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA E.S.P. iniciaron la aplicación del esquema de calidad establecido en la Resolución CREG 097 de 2008 en el transcurso del año 2018, por lo anterior, estos operadores no cuentan con un año completo de reporte de información de interrupciones al SUI, razón por la cual, la DTGE no calculó indicadores SAIDI y SAIFI para estos operadores ni tampoco fueron incluidos dentro de los análisis de calidad del servicio en este informe.

CEDENAR S.A. E.S.P. y ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., que atienden a 2,8 millones de usuarios, el 20,5% del total del país, tienen un indicador SAIDI mayor a 100 horas, o lo que es lo mismo, 4 días y 4 horas sin servicio de energía eléctrica, valor que es casi el triple de la duración promedio del país. El Operador RUITOQUE S.A. E.S.P. presenta el indicador de interrupciones más bajo. Los Operadores EDEQ S.A. E.S.P. y CETSA. S.A. E.S.P. registraron el indicador de duración promedio de interrupciones más bajo durante el 2018. Estos dos Operadores atienden aproximadamente a 250 mil usuarios.

Figura 1: SAIDI por Operador Vs SAIDI Nacional año 2018



Fuente: SUI, cálculos: DTGE

Aunque el indicador nacional SAIDI equivale a 37,7 horas acumuladas de interrupciones al año por usuario, es clara la diferencia entre las condiciones de calidad del servicio prestado por cada Operador, la situación que enfrentan los usuarios atendidos por uno u otro Operador no solamente es heterogénea, sino que las deficiencias se acentúan y se concentran en regiones específicas.

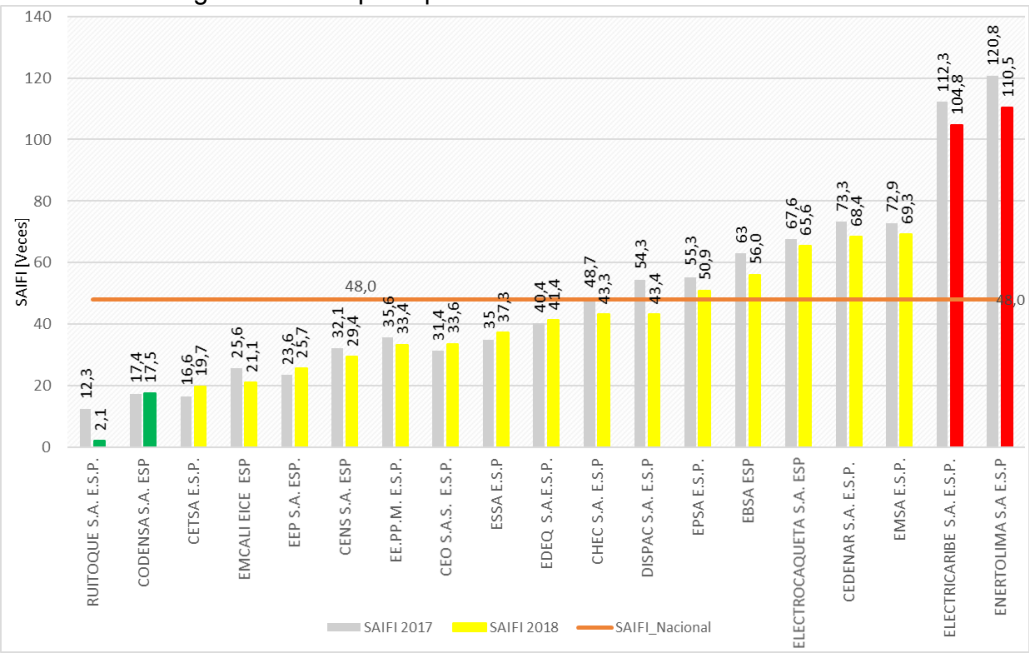
Si comparamos la duración total de una interrupción por usuario en lo corrido del 2018, para los operadores CETSA S.A. E.S.P. y CEDENAR S.A. E.S.P., la duración esperada para un usuario del segundo Operador sería 30 veces mayor, por ende, la agrupación de los 19 Operadores bajo un mismo valor promedio terminaría por desconocer, de un lado, las bajas condiciones en que una parte de la población recibe la energía eléctrica, y del otro, los estándares de calidad logrados por algunos Operadores.

Indicador SAIFI acumulado 2018

El indicador SAIFI se encuentra definido en el estándar “IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices” IEEE Std 1366-2012 [1] y da cuenta del número de veces que en promedio se presenta una interrupción en el servicio de energía para un usuario conectado al sistema de distribución local.

La línea naranja horizontal de la figura 2 muestra el SAIFI acumulado durante el año 2018 para 19 Operadores del país, se muestra que un usuario en Colombia ha experimentado en promedio 48 interrupciones en el servicio de energía, este valor es menor al registrado para el año 2017 y se concluye que se presentó una disminución de 3,26 veces en el número de interrupciones. Se observa también que 12 Operadores, que atienden al 65,8% de los usuarios, tienen un valor de SAIFI que es menor que el promedio nacional.

Figura 2: SAIFI por Operador Vs SAIFI Nacional año 2018



Fuente: SUI, cálculos: DTGE

La figura 2 muestra que ENERTOLIMA S.A. E.S.P. y ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. tienen un indicador SAIFI mayor a 100 veces, superando en más de dos veces el valor promedio del país. Estos dos Operadores atienden al 21% de los usuarios, es decir, unos 2,9 millones de usuarios. Dentro del grupo de 19 Operadores incluidos, se observa que solamente dos Operadores registraron un valor de SAIFI que es menor que el valor promedio nacional menos una desviación estándar, estos dos Operadores atienden el 24,4% del número de usuarios, es decir unos 3,4 millones de usuarios.

Aunque el valor del indicador nacional equivale a 48 interrupciones en promedio al año por usuario, es clara la diferencia entre las condiciones de calidad de servicio prestado por cada Operador. Si comparamos el número de veces en promedio que un usuario tuvo interrupciones, en lo corrido del 2018, para el Operador CODENSA S.A. E.S.P. y ENERTOLIMA S.A. E.S.P., el número de interrupciones esperada para un usuario del segundo Operador sería casi seis veces mayor a las del primero.

Debido a que los Operadores actualmente deben reportar al SUI la suma de todas las interrupciones que ocurren en sus redes eléctricas, inclusive las interrupciones que son menores a tres minutos, es posible que el indicador SAIFI de la figura 2 presente valores significativamente altos, por cuanto las condiciones climáticas adversas pueden causar interrupciones transitorias en el servicio de energía eléctrica.

Dentro del análisis de indicadores que se presenta en esta sección, es necesario considerar las particularidades y las condiciones propias de los mercados de cada Operador, las cuales pueden influir en los procesos de gestión de los mantenimientos, operación de la red, degradación de equipos, etc. Es claro que las condiciones geográficas y climáticas del país son heterogéneas, lo cual implica que el riesgo de falla al que está expuesto un usuario depende tanto de su ubicación geográfica como de la época del año, adicionalmente, se ha evidenciado que estos son factores que

afectan directamente las condiciones de calidad del servicio que experimenta un usuario, debido a que la mayoría de las redes de distribución en Colombia son redes aéreas.

Adicionalmente, existen zonas de territorio colombiano en donde no se cuenta con acceso total a través de vías terciarias, lo que puede generar que un OR requiera de un tiempo mayor para realizar reparaciones o mantenimientos a las redes de distribución, y un consiguiente aumento de la duración promedio de las interrupciones. Esta situación puede acentuarse aún más en grandes extensiones de zonas rurales, alejadas de las cabeceras municipales del país, en las cuales se tienen bajas concentraciones de usuarios. Teniendo en cuenta las anteriores consideraciones en el siguiente capítulo se hará un análisis por los grupos de calidad definidos por la CREG para clasificar a los usuarios del país.

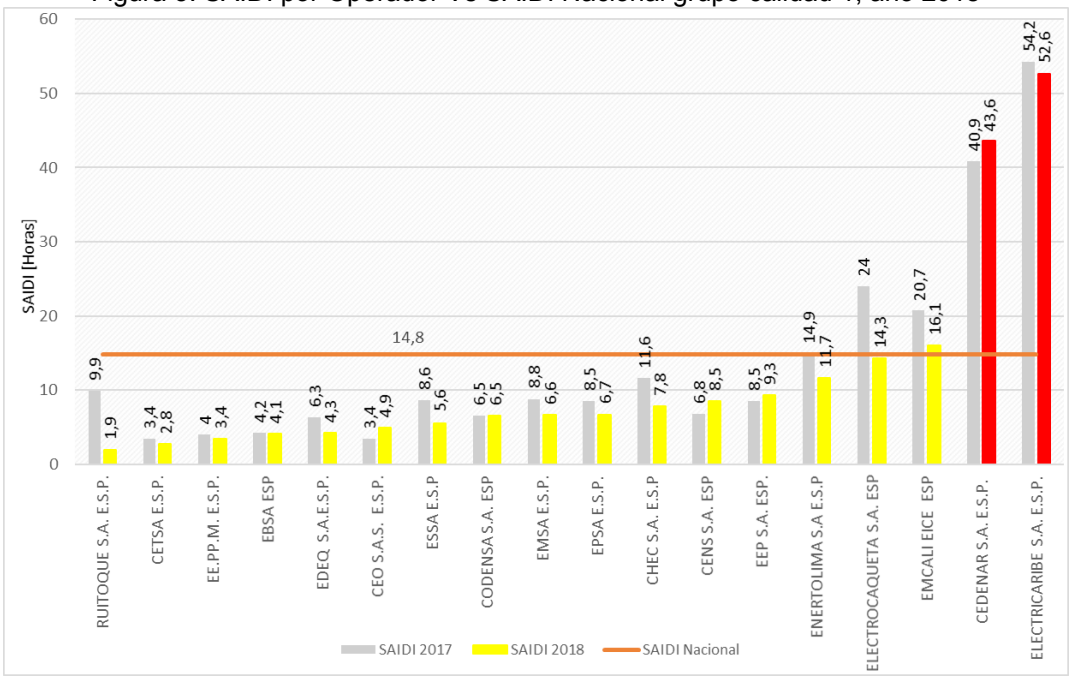
Indicadores SAIDI y SAIFI por Grupos de Calidad

La figura 3 muestra el indicador SAIDI para el año 2018 en el grupo de calidad 1. En esta figura se han incluido 18 Operadores que atienden usuarios en este grupo de calidad, se trata de aproximadamente 7,7 millones de usuarios, esto en términos porcentuales, significa el 55,19% de los usuarios del país. El grupo de calidad 1 agrupa a circuitos, tramos o transformadores ubicados en cabeceras municipales con una población superior o igual a 100.000 habitantes según el último dato certificado por el DANE [3].

Cuando se incluye el grupo de calidad en el análisis del indicador SAIDI los resultados no cambian para CEDENAR S.A. E.S.P. y ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., ambos Operadores reportan un valor de SAIDI que es cerca del triple del valor promedio del indicador para el 2018 en el país, que fue de 14,8 horas para el grupo de calidad 1. Estos dos Operadores atienden en conjunto aproximadamente 1,3 millones de usuarios en grupo de calidad 1.

Ningún Operador tiene un indicador SAIDI menor al valor nacional menos una desviación estándar y a pesar de que solamente tres Operadores son los que sobrepasan el valor promedio del indicador en el grupo de calidad 1, el valor del indicador SAIDI registrado para dos de estos supera con creces el promedio nacional e incide de manera negativa en el cálculo de este valor promedio.

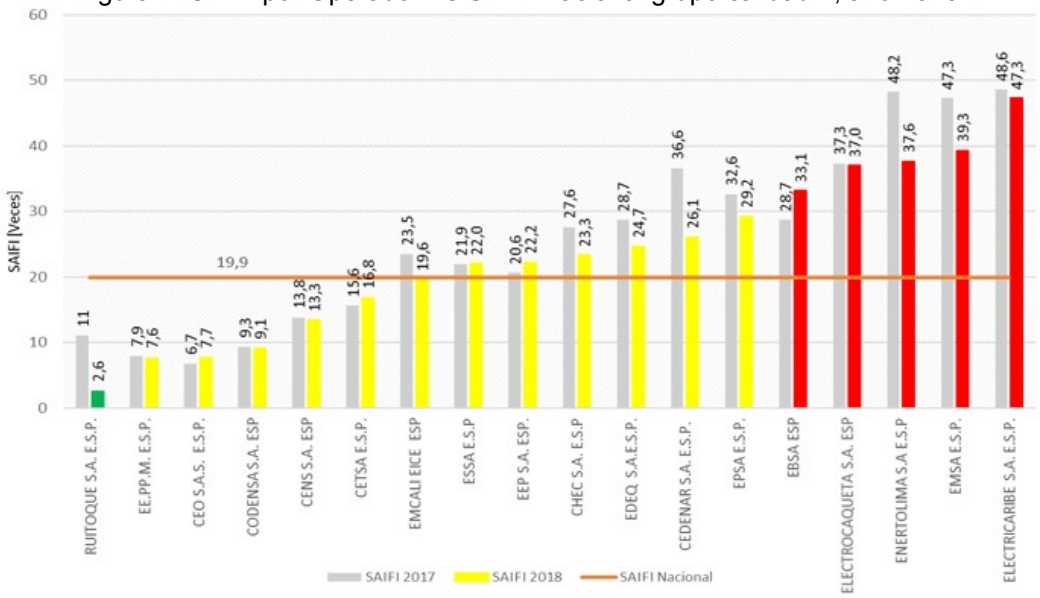
Figura 3: SAIDI por Operador Vs SAIDI Nacional grupo calidad 1, año 2018



Fuente: SUI, cálculos: DTGE

La figura 4 muestra el indicador SAIFI para el año 2018 en el grupo de calidad 1. En la figura se observa que cinco Operadores tienen un indicador que es mayor al promedio más una desviación estándar. De forma similar, solamente siete Operadores lograron un indicador por debajo del promedio nacional. Sin embargo, se observa un comportamiento generalizado de reducción de los indicadores SAIFI con respecto al año anterior, a excepción de los casos de CEO S.A.S. E.S.P., CETSA S.A. E.S.P., ESSA S.A. E.S.P., y EBSA S.A. E.S.P.

Figura 4: SAIFI por Operador Vs SAIFI Nacional grupo calidad 1, año 2018

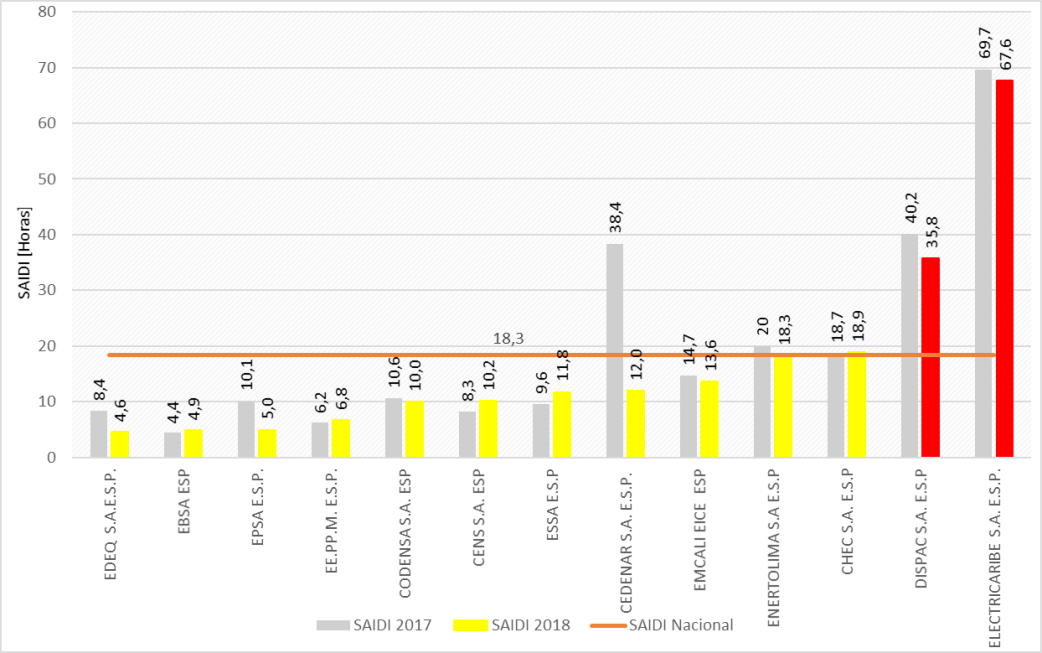


Fuente: SUI, cálculos: DTGE

La figura 5 muestra el indicador SAIDI para el año 2018 en el grupo de calidad 2. En esta figura, se han incluido únicamente 13 Operadores que atienden usuarios que pertenecen a este grupo de calidad, dentro de este grupo se encuentran clasificados el 7,5% de los usuarios del país, aproximadamente, 1 millón de usuarios.

ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. reporta un valor de SAIDI que es más de tres veces el valor del indicador del país que es de 18 horas. Junto con DISPAC S.A. E.S.P., ambos son los Operadores con los indicadores de calidad más bajos de este grupo de calidad y entre ambos atienden aproximadamente 180 mil usuarios. Se destaca la significativa mejora del Operador CEDENAR S.A. E.S.P. que pasó de tener un indicador SAIDI de 38,4 horas en 2017 a un indicador de 12 horas en 2018. En este grupo de calidad hay nueve Operadores por debajo del promedio nacional, este grupo de Operadores atiende aproximadamente a 775 mil usuarios

Figura 5: SAIDI por Operador Vs SAIDI Nacional grupo calidad 2, año 2018



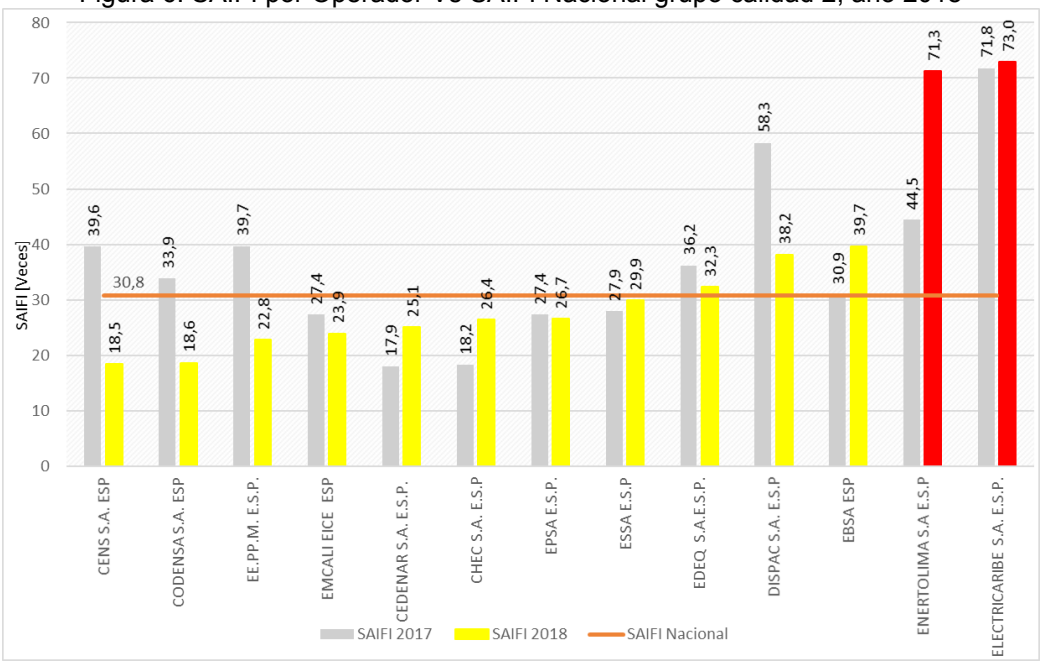
Fuente: SUI, cálculos: DTGE

La figura 6 muestra el indicador SAIFI para el año 2018 en el grupo de calidad 2. ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. y ENERTOLIMA S.A. E.S.P. reportan un valor de SAIFI que es más del doble del valor nacional que es 30,8 veces. Estos dos Operadores atienden el 15% de usuarios, es decir, unos 152 mil usuarios en este grupo de calidad. En lo que refiere al SAIFI en este grupo de calidad se observa una reducción generalizada con respecto a los valores registrados para el año 2017, a excepción de los casos de EBSA S.A. E.S.P., EPM E.S.P., CENS .S.A. E.S.P., y ESSA S.A. E.S.P.

Al revisar en detalle los valores del Operador DISPAC S.A. E.S.P., para el mes de noviembre de 2018, el operador reportó al SUI información atípica de duración y frecuencia de interrupciones, ya que para este mes reportó interrupciones que dan lugar a un indicadores SAIDI y SAIFI mensuales hasta 47

veces inferiores al valor mínimo registrado para los demás meses, situación que podría estar asociada a la calidad de la información reportada para este periodo.

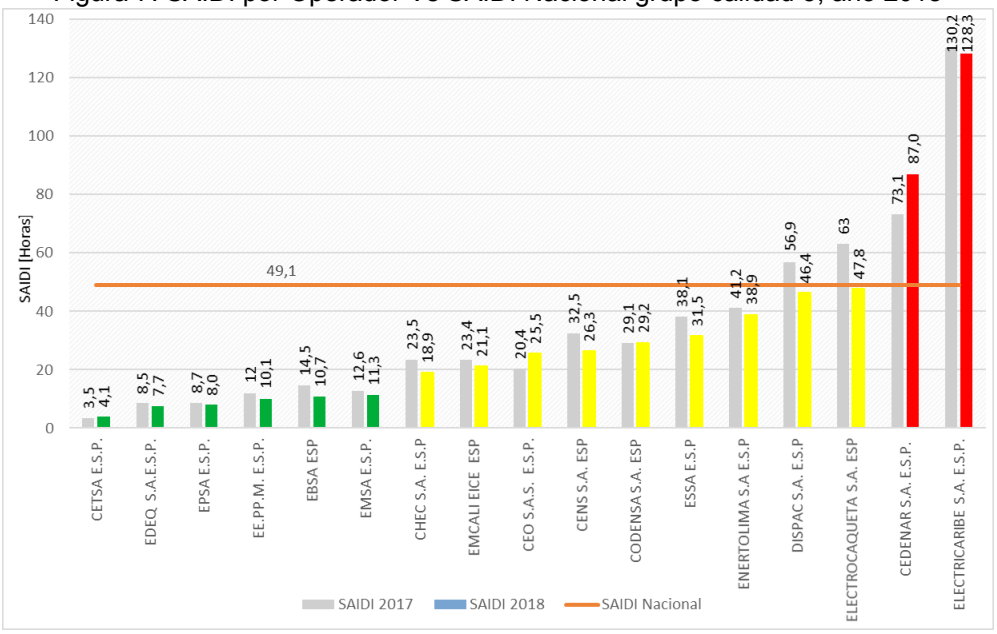
Figura 6: SAIFI por Operador Vs SAIFI Nacional grupo calidad 2, año 2018



Fuente: SUI, cálculos: DTGE

La figura 7 muestra el indicador SAIDI para el año 2018 en el grupo de calidad 3. En esta figura, se han incluido únicamente a 17 Operadores que atienden usuarios en este grupo de calidad, en este grupo se encuentran clasificados unos 2,3 millones de usuarios.

Figura 7: SAIDI por Operador Vs SAIDI Nacional grupo calidad 3, año 2018



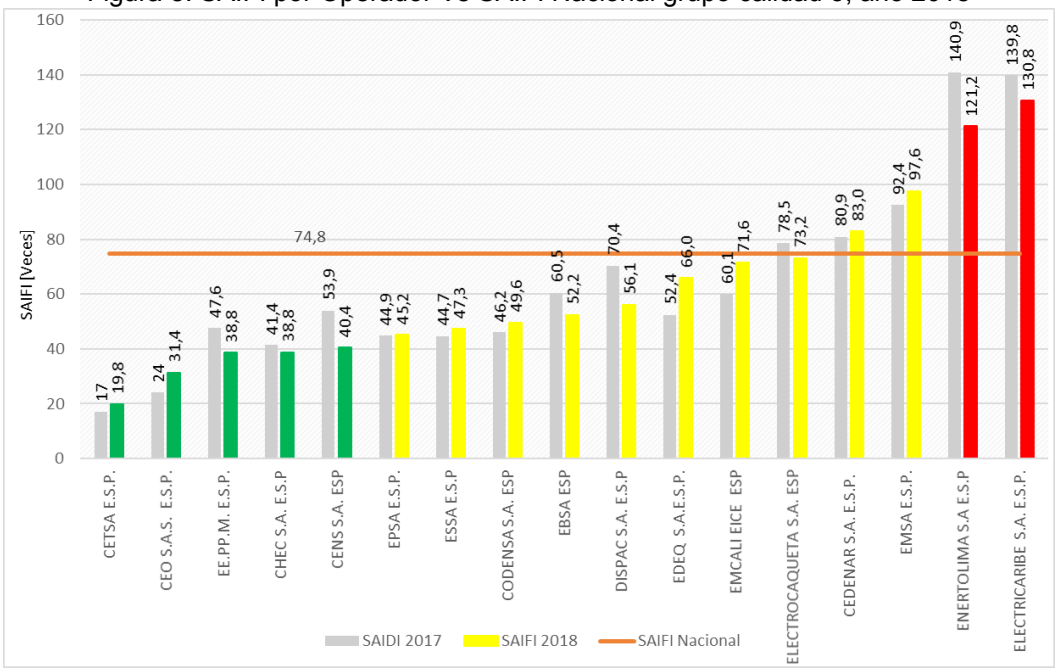
Fuente: SUI, cálculos: DTGE

ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. reporta un valor de SAIDI que supera el doble del valor del indicador del país, que es de 49,12 horas. Hay un grupo de 6 Operadores que tienen un valor de SAIDI que es menor al valor nacional menos una desviación estándar, este grupo atiende aproximadamente 850 mil usuarios. A este grupo de 6 Operadores se suman otros dos, los cuales tienen como característica que tienen un valor de SAIDI que es menor a la mitad del valor nacional, este grupo atiende aproximadamente 965 mil usuarios.

La figura 8 muestra el indicador SAIFI para el año 2018 en el grupo de calidad 3. Hay dos Operadores que presentan un desempeño destacado en el indicador SAIFI, menor a 37 interrupciones al año, desafortunadamente, desde el punto de vista del usuario, solamente el 4,8% de los usuarios se benefician de estas buenas condiciones de calidad del servicio en el grupo de calidad 3, aproximadamente 93 mil usuarios.

En el grupo de calidad 3, los resultados muestran que ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. y ENERTOLIMA S.A E.S.P. presentan el desempeño más bajo en relación a indicadores de calidad del servicio, sus indicadores son prácticamente similares y superan el valor nacional del indicador de este grupo de calidad, en todo caso, se muestra una tendencia de mejora en el indicador para ambos Operadores, en comparación al año 2017. Aproximadamente 730 mil usuarios son atendidos por estos dos Operadores en este grupo de calidad.

Figura 8: SAIFI por Operador Vs SAIFI Nacional grupo calidad 3, año 2018



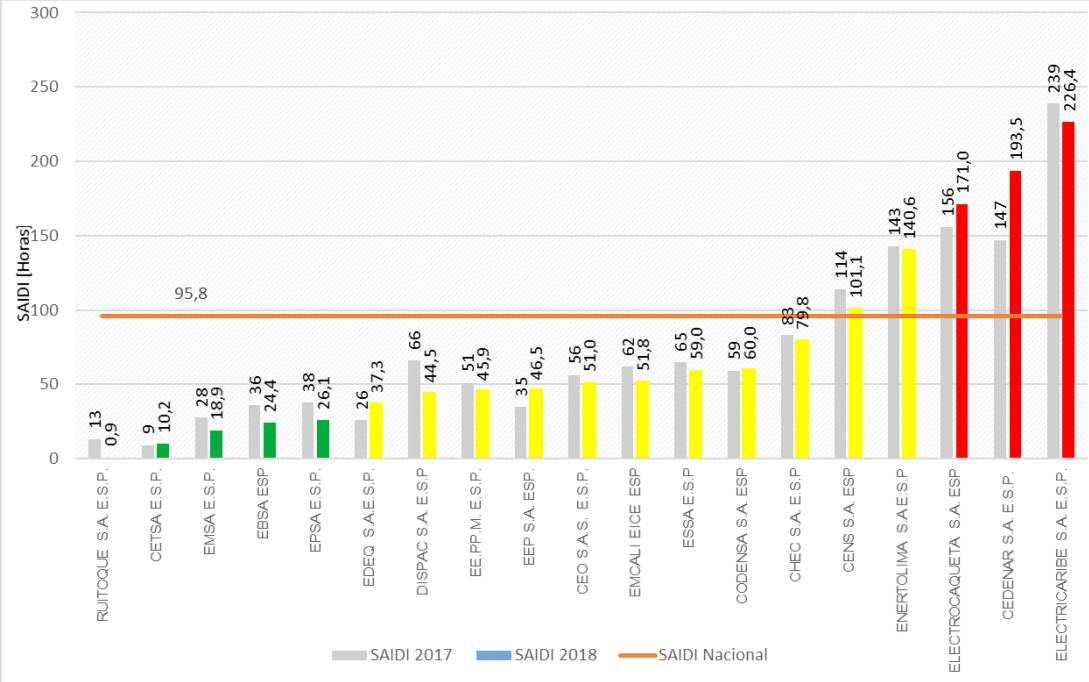
Fuente: SUI, cálculos: DTGE

La figura 9 muestra el indicador SAIDI para el año 2018 en el grupo de calidad 4. En esta figura, se han incluido únicamente a 19 Operadores que atienden usuarios clasificados en este grupo de

calidad, en este grupo se encuentran unos 2,9 millones de usuarios. Este grupo de calidad merece una especial importancia, ya que, reúne a un mayor número de usuarios que los grupos de calidad 2 y 3 juntos.

Hay un grupo de cinco Operadores que tienen un indicador SAIDI menor al valor nacional menos una desviación estándar. Estos Operadores atienden en total aproximadamente a 440 mil usuarios. A pesar de esta situación, se puede evidenciar que algunos Operadores han registrado un indicador SAIDI significativamente más alto. En concreto llama la atención el caso de CEDENAR S.A. E.S.P, que aumentó el indicador de 147 horas en 2017 a 193 horas en 2018.

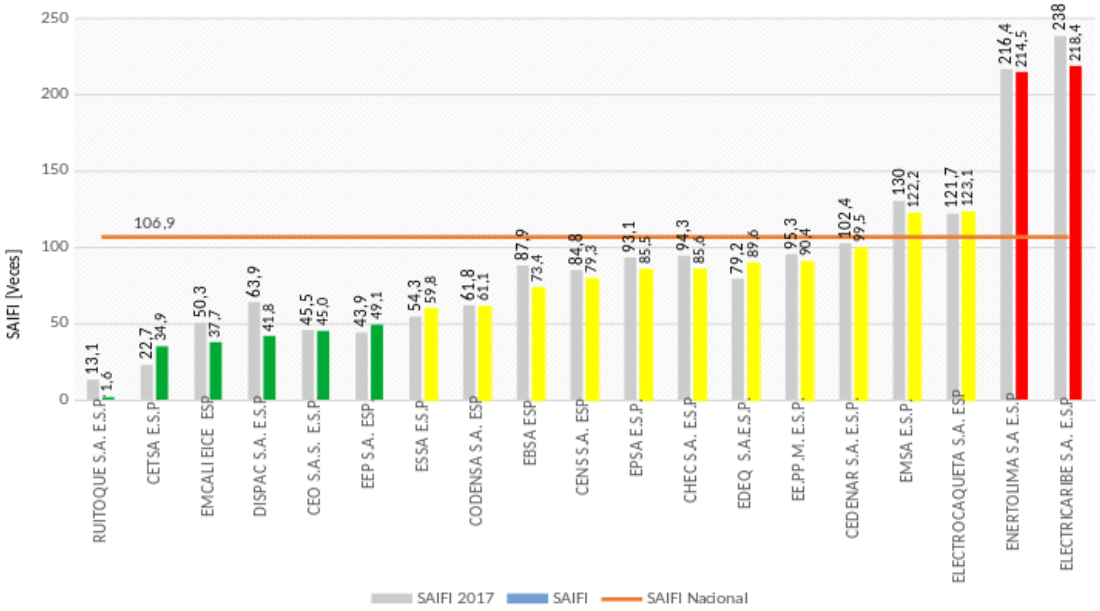
Figura 9: SAIDI por Operador Vs SAIDI Nacional grupo calidad 4, año 2018



Fuente: SUI, cálculos: DTGE

La figura 10 muestra el indicador SAIFI para el año 2018 en el grupo de calidad 4. ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. y ENERTOLIMA S.A. E.S.P., nuevamente presentan un indicador SAIFI sumamente elevado que supera el valor del indicador del país, que es 106,9 veces, más una desviación estándar, para el grupo de calidad 4. Se identifican cinco Operadores que muestran un buen desempeño en el indicador SAIFI. Estos cinco operadores atienden aproximadamente 290 mil usuarios del país.

Figura 10: SAIFI por Operador Vs SAIFI Nacional grupo calidad 4, año 2018



Fuente: SUI, cálculos: DTGE

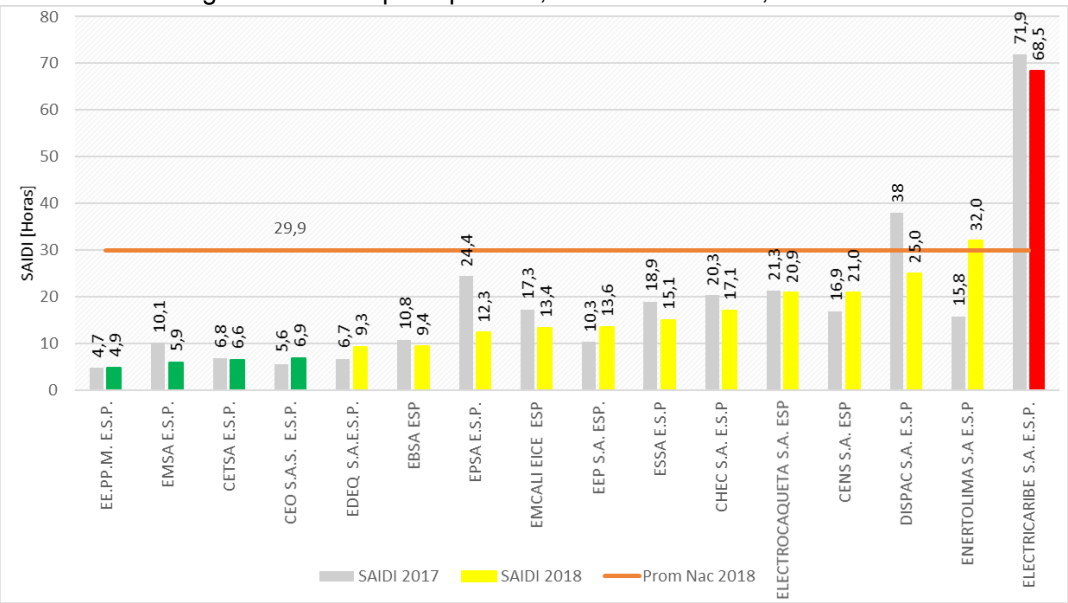
Indicadores SAIFI y SAIDI por Nivel de tensión

La consolidación de indicadores de calidad por niveles de tensión a diferencia que la agrupación por grupos de calidad presenta resultados enfocados a las condiciones de calidad del servicio para usuarios residenciales e industriales, principalmente. La Dirección Técnica de Gestión de Energía considera relevante este análisis, a pesar que en el nivel de tensión 4 la regulación establece un esquema distinto para la evaluación de las condiciones de calidad del servicio. Presentar valores de los indicadores SAIFI y SAIFI busca dar mayores elementos de análisis e información sobre la duración y frecuencia de las interrupciones a partir de la información disponible en el SUI.

En el nivel de tensión 1, todos los operadores atienden usuarios agrupando aproximadamente 13,9 millones. Los resultados del cálculo de indicadores SAIDI y SAIFI no presentan diferencias mayores al 1% respecto a los que se presentan en la figura 1 y figura 2, en donde se muestra el comportamiento de los indicadores SAIDI y SAIFI en el año 2018 para todo el país. La razón de la similitud en los resultados es clara, el número de usuarios que son atendidos en el nivel de tensión 1, es significativamente mayor en relación con la totalidad de usuarios en el país. Los valores calculados del indicador SAIDI y SAIFI para cada Operador son prácticamente los mismos. Así mismo, se mantienen iguales los valores promedio de ambos indicadores.

La figura 11 muestra el valor del indicador SAIDI para 16 Operadores que de acuerdo a la información reportada al SUI atienden usuarios en el nivel de tensión 2. Antes de presentar las conclusiones debe mencionarse que el número de usuarios que son atendidos en este nivel de tensión es reducido, en la figura 11 se muestran resultados para un total de 12.556 usuarios que fueron reportados en el SUI como usuarios conectados en el nivel de tensión 2.

Figura 11: SAIDI por Operador, nivel de tensión 2, año 2018



Fuente: SUI, cálculos: DTGE

En la figura 11 no se incluyen resultados para los OR RUITOQUE S.A. E.S.P., CEDENAR S.A. E.S.P. y CODENSA S.A. E.S.P., ya que, a la fecha estos OR vienen reportando las interrupciones de los clientes en los niveles de tensión 2 y 3 en el formato 4 del SUI. La Superintendencia, durante la etapa de análisis de información decidió no incluir las interrupciones reportadas en el formato 4 debido a que estas interrupciones no son comparables de ninguna forma con las interrupciones reportadas en el formato 5. Para dar una claridad al lector sobre este aspecto, en el formato 4 solo se reportan interrupciones cuando se presenta una interrupción en todo el circuito que presta el servicio a un grupo de usuarios, claramente estas interrupciones son mucho menos frecuentes e incluir esta información dentro del análisis de resultados puede llevar a conclusiones erróneas.

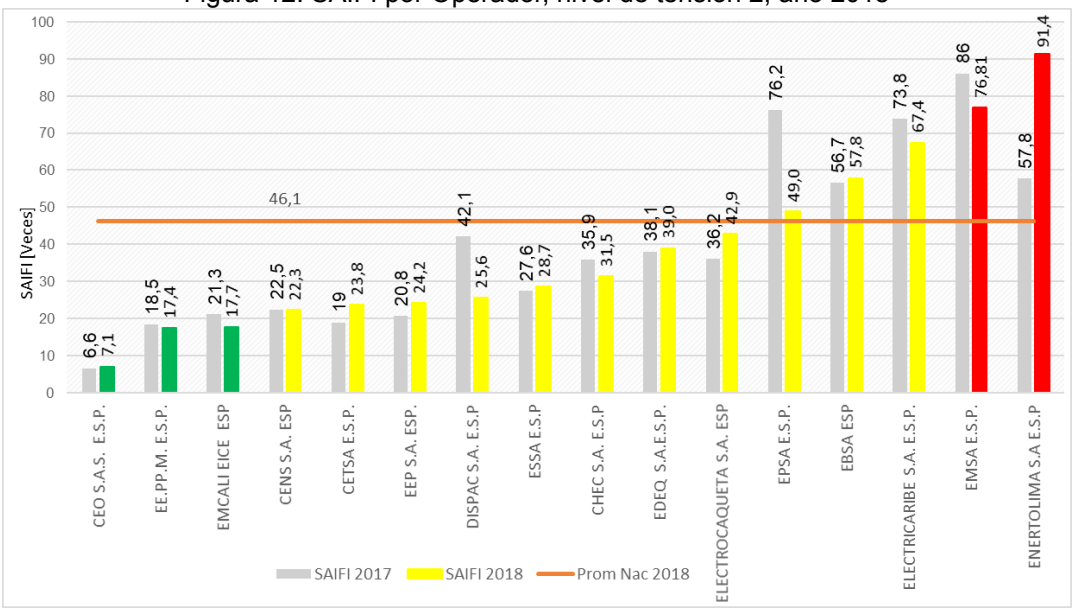
Se observa que ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. presenta el valor del indicador más alto de todos los Operadores, no solo supera el valor del indicador para el país, sino que también lo supera por una desviación estándar; este Operador atiende aproximadamente 3.900 usuarios, entre los cuales principalmente se encuentran usuarios industriales, pero también pueden existir algunos usuarios residenciales u oficiales, instalaciones dedicadas a servicios de salud, entre otros.

14 Operadores que atienden aproximadamente 8.200 usuarios, no sobrepasan el valor del indicador SAIDI del país para el nivel de tensión 2 en el 2018, el cual es de 29,8 horas, un aspecto importante a mencionar es que el valor promedio nacional del indicador se redujo, en el año 2017 el valor promedio del indicador fue de 33,8 horas.

Nuevamente el Operador con el mejor desempeño en el indicador SAIDI es EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. que atiende un aproximado de 1.700 usuarios, este Operador junto con los Operadores ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P., COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P. y COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P. registra un indicador de SAIDI por debajo de la media menos una desviación estándar para el año 2018 en el nivel de tensión 2.

La figura 12 muestra el valor del indicador SAIFI para los usuarios en el nivel de tensión 2. El Operador con el mejor desempeño en el indicador SAIFI es COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P. que atiende un aproximado de 318 usuarios en el nivel de tensión 2. En relación con el año 2017 se presentó una importante reducción en el número de interrupciones ocurridas, pasando de 54,5 veces a 46,14 veces. Los Operadores EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P., EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. fueron los principales agentes que contribuyeron a la disminución del valor del indicador, sin embargo, COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A E.S.P. presentó una desmejora considerable en el número de interrupciones, pasando de 57,8 veces en 2017 a 91,4 veces en 2018.

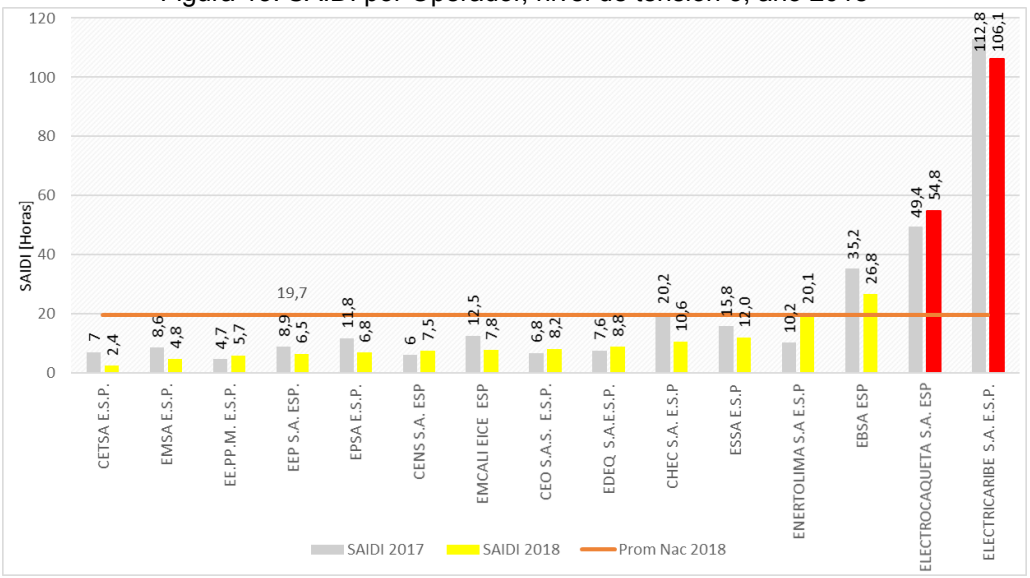
Figura 12: SAIFI por Operador, nivel de tensión 2, año 2018



Fuente: SUI, cálculos: DTGE

La figura 13 muestra el indicador SAIDI para 15 Operadores que atienden usuarios en el nivel de tensión 3. El número de usuarios en este nivel de tensión es significativamente bajo, se tienen solamente 1.616 usuarios. Los Operadores ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. y ELECTROCAQUETA S.A. E.S.P. reportaron los niveles más altos del indicador, ambos muy por encima del valor del indicador nacional para el nivel de tensión 3 que se situó en el año 2017 en 19,7 horas. En comparación con el año 2017 el valor nacional de SAIDI en este nivel de tensión 3 apenas disminuyó, pasando de 20,9 horas a 19,7 horas. La CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P., registró la reducción más significativa del indicador SAIDI en el nivel de tensión 3.

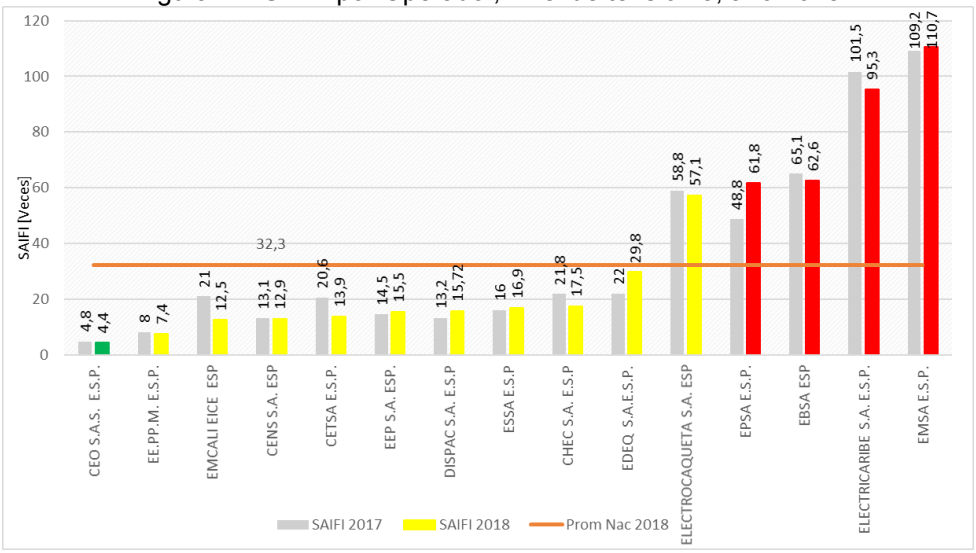
Figura 13: SAIDI por Operador, nivel de tensión 3, año 2018



Fuente: SUI, cálculos: DTGE

La figura 14 muestra el valor del indicador SAIFI para los usuarios en el nivel de tensión 3. De acuerdo a la información reportada al SUI, ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. y ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P., presentan los niveles más bajos del indicador SAIFI en el nivel de tensión 3, estos dos Operadores presentan un indicador de número de interrupciones que es casi de tres veces el valor del indicador del país. En comparación con el año 2017, se presentó un aumento en la frecuencia de las interrupciones, pasando de 31,6 veces en el 2017 a 32,3 veces en 2018.

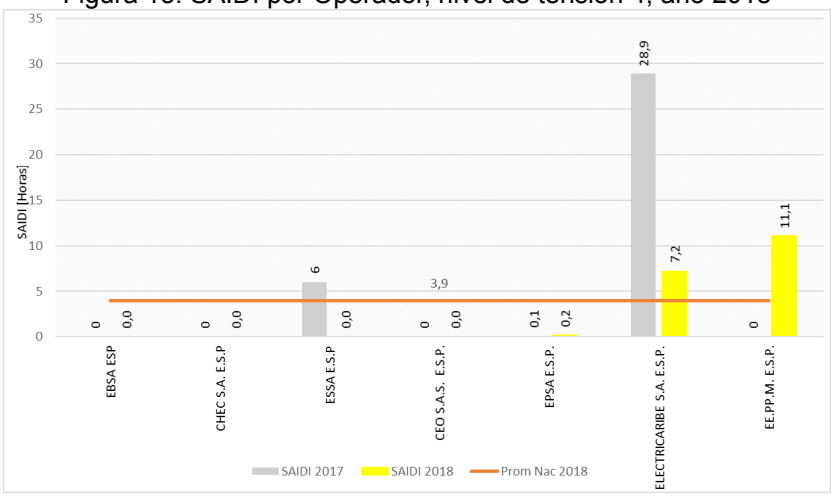
Figura 14: SAIFI por Operador, nivel de tensión 3, año 2018



Fuente: SUI, cálculos: DTGE

La figura 15 muestra el valor del indicador SAIDI para siete Operadores que de acuerdo con la información reportada al SUI atienden usuarios en el nivel de tensión 4. Se encuentran solamente 74 usuarios conectados a este nivel de tensión. El valor promedio del indicador SAIDI fue en 2018 fue de 3,9 horas, presentando una reducción significativa en comparación a 2017, año en el que era de 15,7 horas.

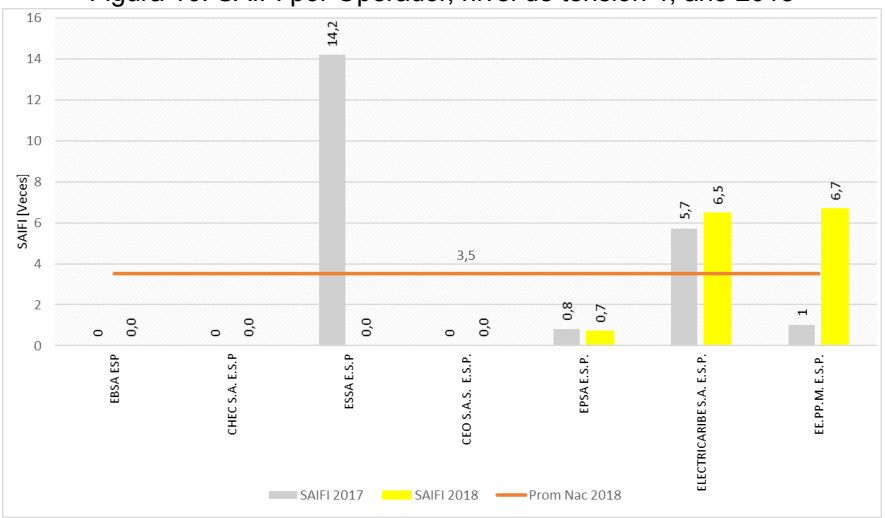
Figura 15: SAIDI por Operador, nivel de tensión 4, año 2018



Fuente: SUI, cálculos: DTGE

La figura 16 muestra el valor del indicador SAIFI para los usuarios en el nivel de tensión 4. En este nivel el Operador con los niveles más altos del indicador de frecuencia de interrupciones es EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. El valor promedio del indicador SAIFI se situó en 2018 en un valor de 3,5 veces, presentando una reducción en comparación a 2017, año en el que indicador SAIFI fue de 4,1 veces.

Figura 16: SAIFI por Operador, nivel de tensión 4, año 2018



Fuente: SUI, cálculos: DTGE

Indicadores de calidad por Municipio

Luego de señalar las visibles diferencias de los indicadores de calidad del servicio entre los distintos Operadores por grupos de calidad y nivel de tensión, esta Superintendencia considera importante hacer una comparación sobre las condiciones de calidad del servicio de energía eléctrica que es suministrada por los Operadores en Colombia a nivel territorial. Para esto se presentarán los indicadores de duración y frecuencia de interrupciones de los municipios con los valores más críticos registrados durante el año 2018 y que requieren de la atención por parte de los Operadores de red.

Durante la construcción del Diagnóstico de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica en Colombia del año 2017, se envió el 5 de mayo de 2018 a todos los OR un documento en el cual se colocó a su consulta el resultado de la metodología de cálculo de los indicadores de calidad del servicio por municipio, que es la base de los resultados que se presentarán a continuación. En general, los resultados obtenidos y que se muestran en este documento son similares al cálculo realizado por los Operadores.

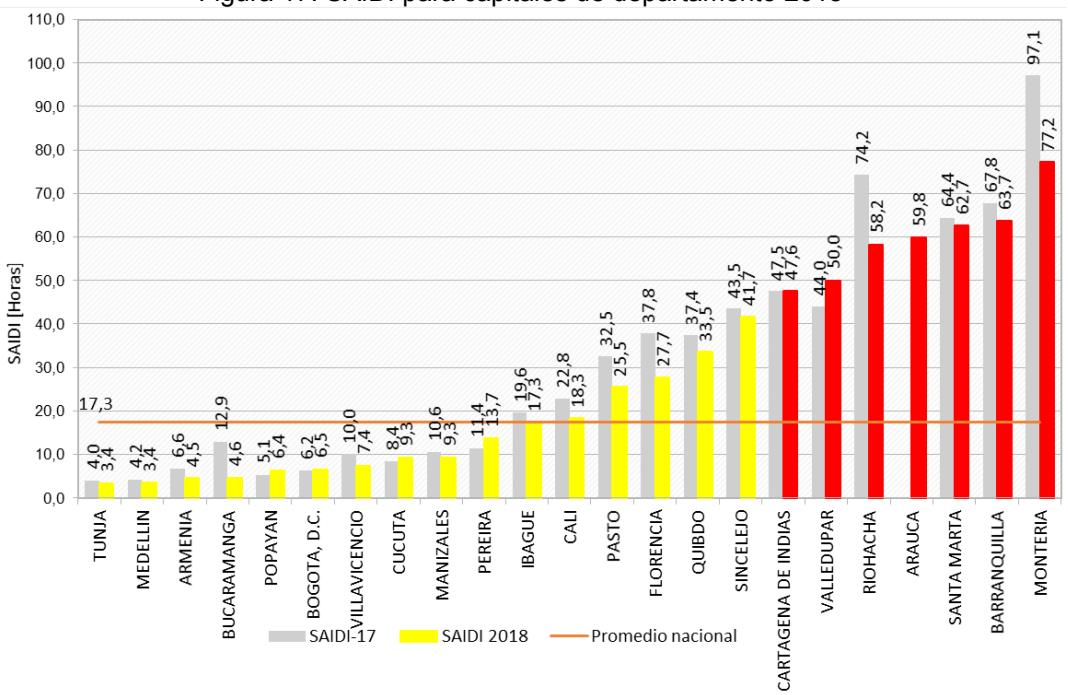
En todo caso, las posibles diferencias entre el cálculo hecho por los Operadores respecto del cálculo realizado por la Superintendencia tienen como causa los distintos ciclos de facturación que tienen los operadores y las refacturaciones que realizan los Operadores ante reclamaciones, ajustes o errores. Actualmente se avanza en la identificación de diferencias en el cálculo de indicadores para el municipio de Bucaramanga el cual, a pesar de las revisiones realizadas en conjunto con el Operador, aún no se ha establecido la fuente de las presuntas inconsistencias.

La figura 17 muestra el indicador SAIDI para cada una de las capitales de departamento en Colombia comparadas con el valor promedio nacional, que obedece a un SAIDI considerando únicamente a los usuarios de estas ciudades, se excluye de este listado el municipio de Neiva – Huila dado que el Operador de Red que atiende este municipio, no cuenta aún con la información necesaria para calcular el indicador de duración de interrupciones.

Se observa claramente que en la mayor parte de este grupo de municipios se presentó una disminución en el indicador SAIDI, caso contrario, ocurre en Bogotá, Popayán, Cúcuta, Pereira, Cartagena y Valledupar en donde aumentó la duración promedio de las interrupciones en comparación al año 2017.

Adicionalmente, se observa de manera clara que, la ciudad de Arauca y todas las capitales de los departamentos atendidos por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. a excepción de Sincelejo, presentan niveles de calidad del servicio por encima de la media más una desviación estándar, lo cual refleja la difícil situación en materia de calidad del servicio en estos territorios.

Figura 17: SAIDI para capitales de departamento 2018



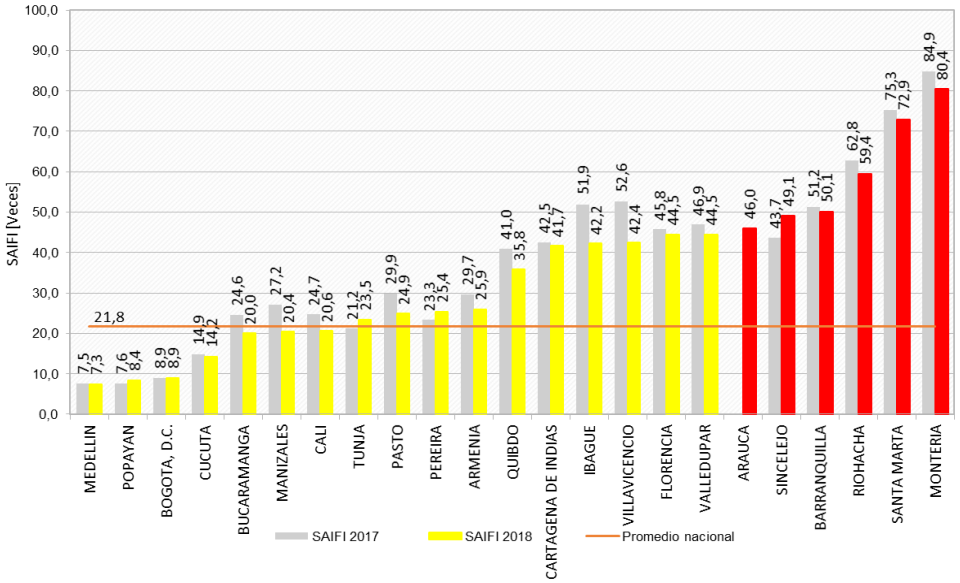
Fuente: SUI, cálculos: DTGE

La figura 18 muestra que el indicador SAIFI promedio para las capitales de departamento. Al igual que en el caso del indicador SAIDI, se hace evidente la situación en términos de calidad del servicio de la costa caribe, y se evidencia que la frecuencia de las interrupciones a nivel general se redujo en comparación con el año 2017, únicamente los municipios de Popayán, Tunja, Pereira y Sincelejo presentaron una tendencia distinta y aumentaron el valor del indicador.

De acuerdo a lo que se mencionó en el capítulo de Actualidad Regulatoria, a partir del 2018, el esquema de evaluación de las condiciones de calidad del servicio sufrirá cambios importantes, uno de los más notorios será el cambio en la definición de los grupos de calidad. En el esquema anterior, se contaba con 4 grupos de calidad definidos únicamente en términos del número de habitantes de la cabecera municipal en donde se encuentra el transformador de distribución.

En la Resolución CREG 015 de 2018 se adoptaron nuevos elementos en la definición de los grupos de calidad. Por una parte, se seguirá teniendo en cuenta el número de habitantes de la cabecera municipal y se define un “Índice de Riesgo de Falla”. La idea detrás de este índice es cuantificar la incidencia de condiciones o factores externos que pueden afectar la operación de los sistemas de distribución. Dentro de las condiciones o factores externos tenidos en cuenta por la CREG para el cálculo de este índice se incluyeron factores ambientales como, por ejemplo, nivel ceráunico, salinidad, vientos, cantidad de descargas eléctricas atmosféricas, entre otras.

Figura 18: SAIFI para capitales de departamento 2018



Fuente: SUI, cálculos: DTGE

En las tablas de esta sección se presentan los municipios del país con los niveles más bajos de calidad del servicio para cada uno de los Operadores. Junto a cada municipio se presenta la duración de las interrupciones y el número de interrupciones que se presentaron en promedio durante el 2018. Se presenta para cada municipio el Índice de Riesgo de Falla (IRF) tomado del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018 y el porcentaje de ruralidad el cual fue calculado por la Dirección Técnica de Gestión de Energía, como la proporción de transformadores reportados en los grupos de calidad 1, 2 y 3 (transformador urbano) y los transformadores reportados en el grupo de calidad 4 (transformador rural).

La tabla 4 muestra el listado de los 10 municipios en Colombia que presentan los niveles más bajos de calidad del servicio, el valor de SAIDI se presenta en horas de interrupciones al año y el indicador SAIFI se presenta en número de interrupciones al año. Primero se listan los cinco municipios con la duración promedio de interrupciones más alta y luego los cinco municipios con el número de interrupciones más alto.

Tabla 4: Listado de municipios con indicadores más bajos de calidad en Colombia, 2018

OPERADOR	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SAIDI	SAIFI	%R	IRF
CEDENAR S.A. E.S.P.	NARINO	ROBERTO PAYAN	**1050,2**	296,6	99,9%	28,26
CEDENAR S.A. E.S.P.	NARINO	MAGUI	**657,8**	315,7	100%	41,78
ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.	BOLIVAR	MONTECRISTO	**602,7**	532,2	16,1%	88,32
ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.	BOLIVAR	TIQUISIO	**566,4**	570,7	99,1%	51,62
ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.	MAGDALENA	ZAPAYAN	**555,9**	486,1	38,9%	40,81
ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.	BOLIVAR	ARENAL	512,6	**629,6**	34,6%	34,8
ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.	BOLIVAR	RIO VIEJO	526,9	**617,5**	31,4%	59,43
ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.	BOLIVAR	TIQUISIO	566,4	**570,7**	99,1%	51,62
ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.	BOLIVAR	MONTECRISTO	602,7	**532,2**	16,1%	88,32
ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.	BOLIVAR	REGIDOR	376,9	**517**	41,3%	63,21

Fuente: SUI, cálculos: DTGE

Dentro de este listado al igual que en el año 2017 se encuentran los municipios de Maguí y Roberto Payán en Nariño, los municipios de Arenal, Tiquisio, Regidor y Rio Viejo en Bolivar.

En las tablas 5 Y 6 se presentan para cada operador los 3 municipios que presentaron un indicador SAIDI y los 3 municipios que presentaron un indicador SAIFI. La información disponible en el SUI permite calcular los indicadores SAIFI y SAIDI para las áreas urbanas y rurales de cada uno de los municipios. Se presenta para cada municipio el Índice de Riesgo de Falla (IRF) y el porcentaje de ruralidad. Se hace un llamado por parte de esta Superintendencia para que se tomen las medidas necesarias en cada uno de los municipios que se listan a continuación, ya que, son específicamente estos municipios los más afectados por bajas condiciones de calidad del servicio.

Tabla 5: Listado de municipios por OR con indicadores críticos de calidad en Colombia, 2018

			URBANO		RURAL			
OPERADOR	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	%R	IRF
CEDENAR S.A. E.S.P.	NARIÑO	LA LLANADA			416,5	156,2	99,9%	9,41
CEDENAR S.A. E.S.P.	NARIÑO	LEIVA	383,3	204,3	332,9	179,6	9,4%	5,63
CEDENAR S.A. E.S.P.	NARIÑO	MAGUI			657,8	315,7	100,0%	41,78
CEDENAR S.A. E.S.P.	NARIÑO	MAGUI			657,8	315,7	100,0%	41,78
CEDENAR S.A. E.S.P.	NARIÑO	ROBERTO PAYAN	26,7	35,0	1050,8	296,8	99,9%	28,26
CEDENAR S.A. E.S.P.	NARIÑO	ROBERTO PAYAN			1050,8	296,8	99,9%	28,26
CENS S.A. ESP	BOLIVAR	RIO VIEJO			206,2	70,0	100,0%	59,43
CENS S.A. ESP	NORTE DE SANTANDER	BUCARASICA	44,3	209,6	262,3	159,6	86,8%	25,75
CENS S.A. ESP	NORTE DE SANTANDER	BUCARASICA	44,3	209,6	262,3	159,6	86,8%	25,75
CENS S.A. ESP	NORTE DE SANTANDER	CACHIRA	70,6	128,4	197,2	139,2	70,2%	14,62
CENS S.A. ESP	NORTE DE SANTANDER	LA ESPERANZA			294,7	195,3	100,0%	31,23
CENS S.A. ESP	NORTE DE SANTANDER	LA ESPERANZA			294,7	195,3	100,0%	31,23
CEO S.A.S. E.S.P.	CAUCA	CALDONO	27,2	42,1	68,9	86,2	95,1%	21,1
CEO S.A.S. E.S.P.	CAUCA	FLORENCIA	73,6	41,9	113,6	48,3	77,6%	9,55
CEO S.A.S. E.S.P.	CAUCA	JAMBALO	121,8	69,2	167,8	90,5	75,2%	12,98
CEO S.A.S. E.S.P.	CAUCA	JAMBALO	121,8	69,2	167,8	90,5	75,2%	12,98
CEO S.A.S. E.S.P.	CAUCA	SANTA ROSA	41,6	30,0	160,5	82,0	90,6%	7,44
CEO S.A.S. E.S.P.	CAUCA	SANTA ROSA	41,6	30,0	160,5	82,0	90,6%	7,44
CETSA E.S.P.	VALLE DEL CAUCA	RIOFRIO	5,6	66,0	9,8	41,8	95,5%	27,62
CETSA E.S.P.	VALLE DEL CAUCA	SAN PEDRO	6,2	23,8	13,6	32,6	45,6%	22,4
CETSA E.S.P.	VALLE DEL CAUCA	TULUA	2,8	16,9	9,3	35,5	12,3%	21,38
	0 ANTIOQUIA	NARINO			120,3	150,6	100,0%	67,2
CHEC S.A. E.S.P.	ANTIOQUIA	NARINO			120,3	150,6	100,0%	67,2
CHEC S.A. E.S.P.	CALDAS	SAMANA	26,9	84,0	153,3	164,1	73,3%	92
CHEC S.A. E.S.P.	CALDAS	SAN JOSE	51,0	168,1	81,2	149,1	69,0%	31,68
CHEC S.A. E.S.P.	RISARALDA	PUEBLO RICO	49,0	87,6	161,0	103,7	70,3%	31,67
CHEC S.A. E.S.P.	TOLIMA	SAN SEBASTIAN DE MARIQUITA			140,6	85,0	100,0%	50,72
CODENSA S.A. E.S.P.	BOYACA	QUIPAMA	247,4	340,9	238,4	355,0	80,4%	64,95
CODENSA S.A. E.S.P.	CUNDINAMARCA	GUTIERREZ	130,0	49,3	359,3	60,8	67,4%	5,29
CODENSA S.A. E.S.P.	CUNDINAMARCA	PARATEBUENO	171,7	127,1	376,8	148,6	47,0%	34,87
CODENSA S.A. E.S.P.	CUNDINAMARCA	TOPAIPI	121,6	348,7	138,5	338,9	81,5%	51,36
CODENSA S.A. E.S.P.	CUNDINAMARCA	YACOPI	111,7	239,3	223,8	279,3	69,6%	57,96
CODENSA S.A. E.S.P.	META	CABUYARO	660,6	186,4	514,6	186,8	94,8%	27,07
DISPAC S.A. E.S.P	CHOCO	BAGADO	161,1	34,1	112,7	21,1	58,1%	75,78
DISPAC S.A. E.S.P	CHOCO	EL CANTON DEL SAN PABLO	77,6	76,9	90,7	82,5	88,4%	66,48
DISPAC S.A. E.S.P	CHOCO	EL CANTON DEL SAN PABLO	77,6	76,9	90,7	82,5	88,4%	66,48
DISPAC S.A. E.S.P	CHOCO	RIO IRO	141,9	75,1	159,0	79,2	24,8%	84,19
DISPAC S.A. E.S.P	CHOCO	TADO	96,4	108,0	56,1	60,8	76,0%	74,65
DISPAC S.A. E.S.P	CHOCO	UNION PANAMERICANA	68,1	111,2	70,2	107,5	72,0%	73,46
	0 BOYACA	LABRANZAGRANDE	101,4	49,6	104,0	50,9	92,4%	17,6
EBSA E.S.P.	BOYACA	PAJARITO	93,2	15,0	135,2	21,6	52,5%	36,01
EBSA E.S.P.	SANTANDER	ALBANIA	46,0	261,0	46,1	260,5	50,9%	54,12
EBSA E.S.P.	SANTANDER	GAMBITA	105,9	234,9	134,7	279,9	56,3%	58,09
EBSA E.S.P.	SANTANDER	GAMBITA	46,0	261,0	46,1	260,5	56,3%	58,09
EBSA E.S.P.	SANTANDER	TUNUNGUA	41,6	260,0	59,9	248,2	84,1%	52,72
EDEQ S.A.E.S.P.	QUINDIO	BUENAVISTA	6,7	99,0	32,4	99,4	47,5%	20,04
EDEQ S.A.E.S.P.	QUINDIO	GENOVA	12,4	132,9	158,9	210,1	37,1%	29,52
EDEQ S.A.E.S.P.	QUINDIO	GENOVA	12,4	132,9	158,9	210,1	37,1%	29,52
EDEQ S.A.E.S.P.	QUINDIO	PIJAO	35,5	121,6	57,8	126,0	36,5%	19,35
EDEQ S.A.E.S.P.	QUINDIO	PIJAO	35,5	121,6	57,8	126,0	36,5%	19,35
EDEQ S.A.E.S.P.	QUINDIO	SALENTO	13,7	74,1	34,0	51,3	48,1%	29,14

Fuente: SUI, cálculos: DTGE

Tabla 6: Listado de municipios por OR con indicadores críticos de calidad en Colombia, 2018

			URBANO		RURAL			
OPERADOR	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	%R	IRF
EE.PP.M. E.S.P.	ANTIOQUIA	BRICENO	36,5	356,6	62,3	341,7	61,4%	49,85
EE.PP.M. E.S.P.	ANTIOQUIA	VALDIVIA	45,0	494,6	88,7	353,9	88,3%	67,89
EE.PP.M. E.S.P.	CHOCO	CARMEN DEL DARIEN			287,8	49,3	100,0%	45,53
EE.PP.M. E.S.P.	CORDOBA	MONTELIBANO			211,4	261,1	100,0%	49,11
EE.PP.M. E.S.P.	CORDOBA	SAN JOSE DE URE			281,8	293,3	100,0%	51,78
EE.PP.M. E.S.P.	CORDOBA	SAN JOSE DE URE			281,8	293,3	100,0%	51,78
ELECTRICARIBE S.A. E.	BOLIVAR	ARENAL	451,8	545,1	627,4	789,3	34,6%	34,8
ELECTRICARIBE S.A. E.	BOLIVAR	MONTECRISTO	603,6	532,2	598,4	532,4	16,1%	88,32
ELECTRICARIBE S.A. E.	BOLIVAR	RIO VIEJO	484,0	586,8	673,4	760,9	29,0%	59,43
ELECTRICARIBE S.A. E.	BOLIVAR	TIQUISIO	352,8	413,2	571,1	574,0	99,1%	51,62
ELECTRICARIBE S.A. E.	BOLIVAR	TIQUISIO	352,8	413,2	571,1	574,0	99,1%	51,62
ELECTRICARIBE S.A. E.	MAGDALENA	ZAPAYAN	565,1	491,3	541,5	477,8	38,9%	40,81
ELECTROCAQUETA S.A	CAQUETA	ALBANIA	97,3	108,6	152,9	121,7	100,0%	38,7
ELECTROCAQUETA S.A	CAQUETA	ALBANIA	97,3	108,6	152,9	121,7	64,2%	38,7
ELECTROCAQUETA S.A	CAQUETA	BELEN DE LOS ANDAQUIES	56,4	60,6	267,3	137,3	64,2%	28,53
ELECTROCAQUETA S.A	CAQUETA	CARTAGENA DEL CHAIRA			360,9	23,8	70,4%	24,09
ELECTROCAQUETA S.A	META	BELEN DE LOS ANDAQUIES	56,4	60,6	267,3	137,3	8,6%	28,53
ELECTROCAQUETA S.A	PUTUMAYO	CARTAGENA DEL CHAIRA			360,9	23,8	100,0%	24,09
EMCALI EICE ESP	CAUCA	PUERTO TEJADA	20,9	69,8	16,6	49,0	30,7%	20,93
EMCALI EICE ESP	VALLE DEL CAUCA	CANDELARIA	11,7	12,0	18,1	9,0	80,0%	18,41
EMCALI EICE ESP	VALLE DEL CAUCA	JAMUNDI	25,8	8,0	47,2	55,1	99,8%	23,6
EMCALI EICE ESP	VALLE DEL CAUCA	JAMUNDI	25,8	8,0	47,2	55,1	99,8%	23,6
EMCALI EICE ESP	VALLE DEL CAUCA	VIJES			60,1	64,0	100,0%	15,87
EMCALI EICE ESP	VALLE DEL CAUCA	YUMBO	14,5	23,8	44,8	46,5	25,3%	16,22
EMSA E.S.P.	META	ACACIAS	10,1	121,1	17,7	134,0	33,9%	37,96
EMSA E.S.P.	META	ACACIAS	10,1	121,1	17,7	134,0	27,1%	37,96
EMSA E.S.P.	META	CABUYARO	15,1	99,2	17,2	102,7	13,0%	27,07
EMSA E.S.P.	META	CABUYARO	15,1	99,2	17,2	102,7	44,9%	27,07
EMSA E.S.P.	META	CASTILLA LA NUEVA	7,3	54,4	9,2	59,3	56,2%	34,59
EMSA E.S.P.	META	CASTILLA LA NUEVA	7,3	54,4	9,2	59,3	28,6%	34,59
ENERGIA DE PEREIRA	RISARALDA	BALBOA	0,2	10,0	84,9	51,7	94,6%	38,97
ENERGIA DE PEREIRA	RISARALDA	MARSELLA			109,5	65,6	99,7%	45,24
ENERGIA DE PEREIRA	RISARALDA	MARSELLA			109,5	65,6	99,7%	45,24
ENERGIA DE PEREIRA	RISARALDA	SANTA ROSA DE CABAL			80,4	72,8	100,0%	38,93
ENERGIA DE PEREIRA	RISARALDA	SANTA ROSA DE CABAL			80,4	72,8	100,0%	38,93
ENERGIA DE PEREIRA	VALLE DEL CAUCA	ALCALA			66,8	64,3	100,0%	29,07
ENERTOLIMA S.A E.S.P	CUNDINAMARCA	RICAURTE			106,2	342,9	100,0%	27,67
ENERTOLIMA S.A E.S.P	TOLIMA	COYAIMA	60,4	228,4	198,6	295,4	72,7%	26,61
ENERTOLIMA S.A E.S.P	TOLIMA	FALAN	68,9	282,4	147,4	299,2	83,8%	42,78
ENERTOLIMA S.A E.S.P	TOLIMA	PRADO	59,6	315,4	245,1	256,5	53,7%	39,68
ENERTOLIMA S.A E.S.P	TOLIMA	ROVIRA	63,1	94,2	242,9	217,6	51,0%	31,74
ENERTOLIMA S.A E.S.P	TOLIMA	SUAREZ	62,6	326,4	169,3	312,0	52,5%	26,77
EPSA E.S.P.	CHOCO	NOVITA			72,1	155,0	100,0%	73,49
EPSA E.S.P.	CHOCO	NOVITA			72,1	155,0	100,0%	73,49
EPSA E.S.P.	CHOCO	SAN JOSE DEL PALMAR			56,8	156,4	100,0%	42,16
EPSA E.S.P.	CHOCO	SAN JOSE DEL PALMAR			56,8	156,4	100,0%	42,16
EPSA E.S.P.	VALLE DEL CAUCA	EL AGUILA	14,4	153,7	71,3	176,1	72,3%	30,1
EPSA E.S.P.	VALLE DEL CAUCA	EL AGUILA	14,4	153,7	71,3	176,1	72,3%	30,1
ESSA E.S.P	BOLIVAR	SAN PABLO	128,3	121,7	141,5	162,8	33,0%	56,92
ESSA E.S.P	BOLIVAR	SAN PABLO	128,3	121,7	141,5	162,8	33,0%	56,92
ESSA E.S.P	SANTANDER	COROMORO	40,4	73,1	124,9	80,0	88,1%	41,14
ESSA E.S.P	SANTANDER	EL PLAYON	76,0	108,8	112,4	120,6	54,8%	27,76
ESSA E.S.P	SANTANDER	ENCINO	130,9	173,1	170,5	176,8	78,0%	43,16
ESSA E.S.P	SANTANDER	ENCINO	130,9	173,1	170,5	176,8	78,0%	43,16

Fuente: SUI, cálculos: DTGE

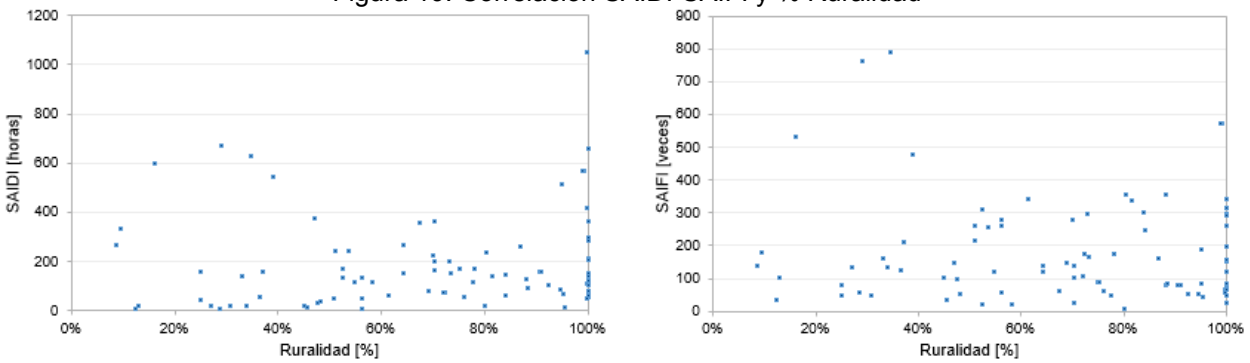
El listado de los municipios con la mayor duración promedio de interrupciones y mayor número de interrupciones promedio durante el año 2018, no muestra mayores cambios, muchos municipios aparecen en el listado por segundo año consecutivo e incluso en algunos casos los indicadores no presentan mejoría, sino que los indicadores son incluso aún más altos.

Con base en la información de la tabla anterior, se realizó un ejercicio de correlación entre los valores del indicador SAIDI / SAIFI y el nivel de ruralidad / Índice de riesgo de falla incluyendo únicamente en

el ejercicio los municipios identificados como los municipios con las condiciones más bajas calidad del servicio de energía.

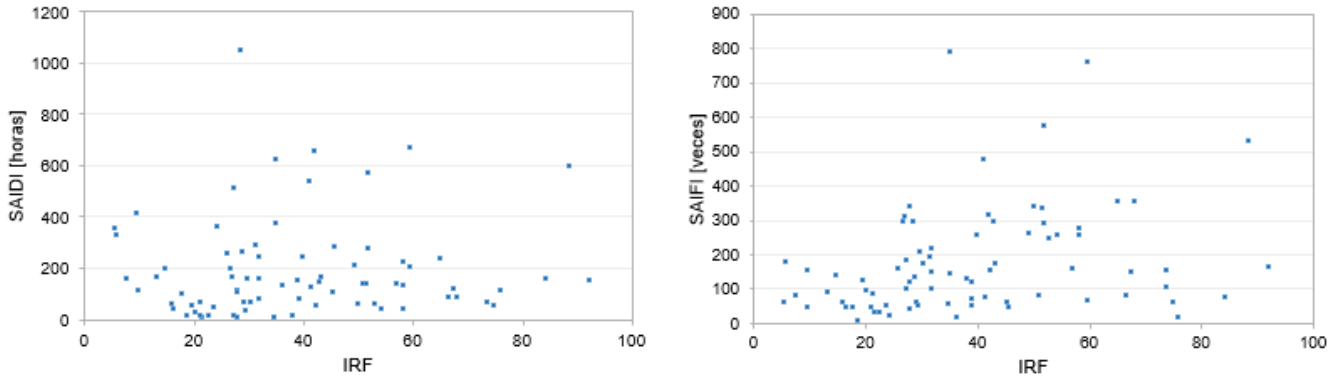
Antes de llegar a las conclusiones del ejercicio, un análisis previo de la Dirección Técnica de Gestión de Energía identifica que es probable que la información reportada por los Operadores, en relación a la ubicación de sus transformadores y/o el grupo de calidad al cual pertenecen presente errores y/o inconsistencias, esto en la medida en que se identificaron municipios que no tienen transformadores en zonas rurales o el conjunto de transformadores en la cabeceras municipales es mayor al 95% o que incluso tienen todos sus transformadores ubicados en zonas rurales.

Figura 19: Correlación SAIDI-SAIFI y % Ruralidad



Fuente: SUI, cálculos: DTGE

Figura 20: Correlación SAIDI-SAIFI y IRF



Fuente: SUI, cálculos: DTGE

A pesar de lo anterior, y utilizando la información reportada por los operadores acerca del grupo de calidad de sus transformadores de distribución, se encuentra que no hay una relación entre la proporción de transformadores rurales de un municipio y el valor de los indicadores SAIDI y SAIFI que se registran para el grupo de usuarios del municipio. Esto es, la información de la figura 19 muestra que independiente del porcentaje de transformadores ubicados en zonas rurales que tenga un municipio, los valores de SAIDI y SAIFI que se calculan para el municipio, pueden variar en cualquier rango.

De forma similar, al ubicar los valores de Índice de Riesgo de Falla de cada municipio y analizar los valores de SAIDI y SAIFI registrados en 2018, no se observa tampoco una relación clara. Al igual que

en el caso analizado de la ruralidad, el análisis de la información solo nos deja un par de alternativas: por una parte, la información que se revisa es incorrecta y por lo tanto, no es posible encontrar una correlación o, por otra parte, que la información analizada es correcta y las variables analizadas son independientes.

En conclusión, teniendo en cuenta que al parecer existen problemas con el reporte de la información del grupo de calidad de los transformadores no hay, en principio, información confiable para llegar a resultados convincentes.

Finalmente, el resultado del análisis de indicadores por municipios del informe del año 2017, se mantiene. El objetivo de homogenizar las condiciones de calidad del suministro eléctrico para todos los usuarios del país no se ha logrado y dista mucho de lograrse. Claramente la diferenciación de usuarios en los actuales grupos de calidad incentiva a los Operadores a concentrar su atención y recursos en los grandes centros urbanos, dejando relegados a los usuarios localizados en las zonas apartadas en donde la densidad poblacional es baja. Si bien esta situación puede fundamentarse razonablemente en la eficiencia de las inversiones, se considera que la brecha es demasiado amplia y puede afectar el principio de equidad al que hace referencia el artículo 6 de la Ley 143 de 1994.

Indicadores DES y FES

Los Operadores que aún no han cumplido los requisitos para la medición de interrupciones, establecidos en la Resolución CREG 097 de 2008 continúan midiendo la calidad de servicio usando los indicadores: Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio (DES), y Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio (FES), estos indicadores fueron establecidos en la Resolución CREG 070 de 1998 [2].

La evaluación de estos indicadores se realiza de manera trimestral, usando como referencia los límites establecidos por la CREG para todos los Operadores. La Regulación permite que los Operadores ajusten el valor límite de los indicadores DES y FES para cualquiera de los trimestres, en todo caso, la meta establecida para el año no es modificable. Se exige a los Operadores informar previamente a la CREG y a la Superintendencia los valores máximos admisibles de los indicadores por grupo de calidad para cada uno de los trimestres del año; en caso de no hacerlo oportunamente y bajo las condiciones establecidas, los Operadores son evaluados de acuerdo a los valores máximos admisibles trimestrales establecidos en la Resolución CREG 103 de 2004.

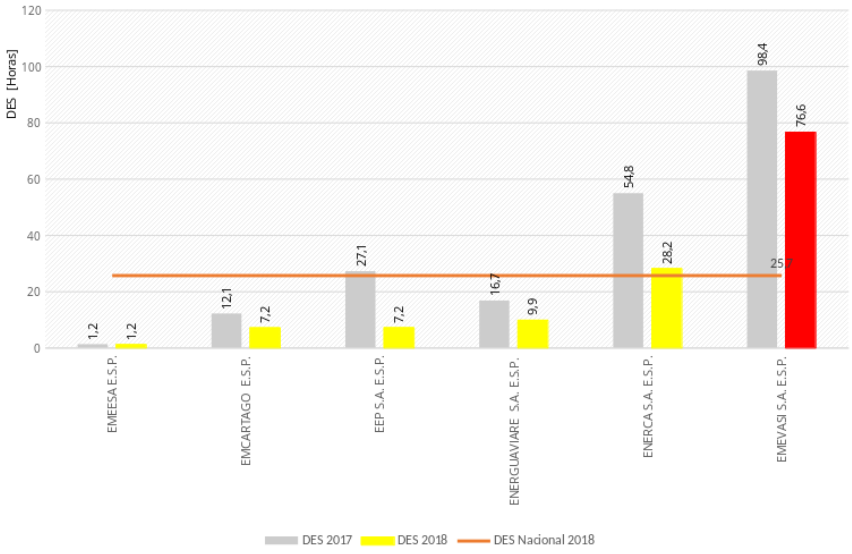
Los indicadores SAIDI y SAIFI no pueden comparase con los indicadores DES y FES, los Operadores que no han cumplido los requisitos establecidos en la Resolución CREG 097 de 2008 no cuentan con la duración y la frecuencia de las interrupciones para cada transformador de distribución y tampoco tienen información acerca de la vinculación de cada usuario a un transformador de distribución. Por lo anterior, los indicadores DES y FES representan la duración de las interrupciones y el número de interrupciones que ocurren en todo un circuito de distribución, como resultado, los valores de DES y FES reportados por estos Operadores no incluyen muchas de las interrupciones a las que están sometidas los usuarios.

A continuación, se muestra el análisis del indicador DES registrado para cada una de las empresas que aplican actualmente el esquema de calidad establecido en la Resolución CREG 070 de 1998, a

excepción de las empresas Electrificadora del Municipio de Riosucio Chocó S.A. E.S.P., Empresa de Servicios Públicos de Murindó S.A.S E.S.P., Municipio del Carmen del Darién, y Empresa Municipal de Servicios Públicos de Cartagena del Chaira E.S.P., que no reportaron durante el año 2018 información de calidad del servicio al SUI.

Para el año 2018, el indicador DES calculado para todas las empresas que aplican este esquema se ubicó en 25,7 horas, promedio superado únicamente por ENERCA S.A. E.S.P. y EMEVASI S.A. E.S.P. para la cual se ubicó en 76,6 horas. Al respecto se evidencia una importante mejora de todas las empresas con respecto al valor registrado para el año 2017, a excepción de EMEESA S.A. E.S.P., que si bien no presentó mejora con respecto al año anterior, registra el mejor valor del indicador. En las figuras de este capítulo la sigla EEP S.A. E.S.P. hace referencia al prestador Empresa de Energía de Putumayo S.A. E.S.P.

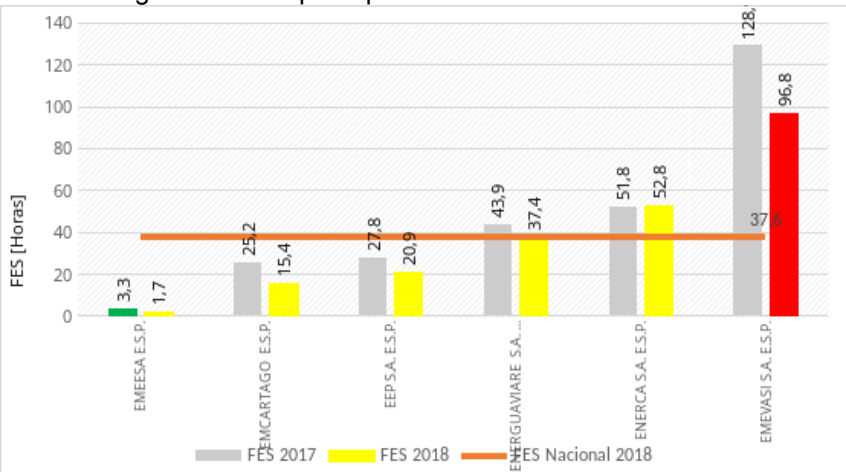
Figura 21: DES por Operador Vs DES Nacional 2018



Fuente: SUI, cálculos: DTGE

De manera análoga, se presenta el análisis del indicador FES para el año 2018, cuyo valor a nivel nacional se ubicó en 37,6 veces y también estuvo marcado por una reducción de todas las empresas con respecto a lo registrado en el año 2017, a excepción de ENERCA S.A. E.S.P. para la cual el indicador paso de un promedio por circuito de 51.8 veces a un valor de 52.8 veces.

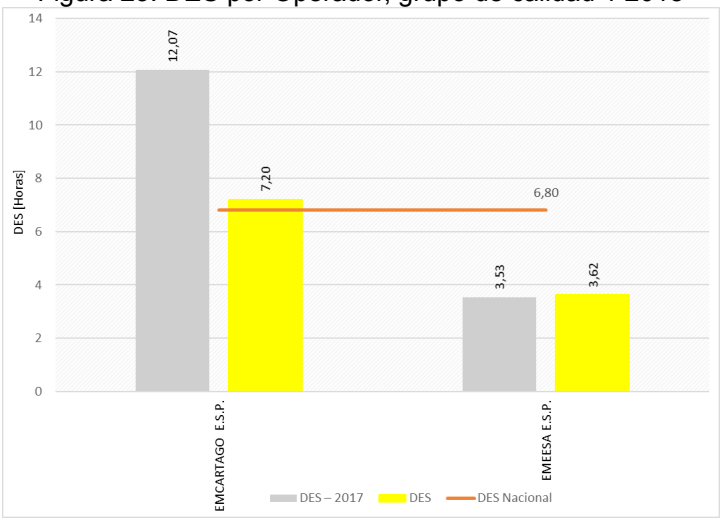
Figura 22: FES por Operador Vs FES Nacional 2018



Fuente: SUI, cálculos: DTGE

En cuanto al análisis por grupos de calidad, la figura 23 muestra el valor del indicador DES para los dos Operadores que actualmente atienden usuarios en el grupo de calidad 1, la línea color naranja indica el valor promedio del indicador DES a nivel nacional que es de 6,8 horas. Se observa una reducción en la duración de las interrupciones de EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO E.S.P., en el grupo de calidad 1.

Figura 23: DES por Operador, grupo de calidad 1 2018

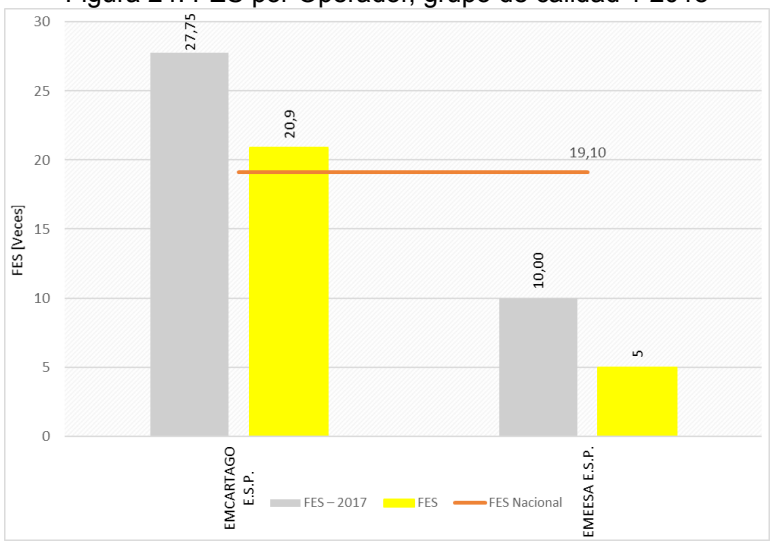


Fuente: SUI, cálculos: DTGE

La figura 24 muestra el valor del indicador FES para los Operadores que atienden usuarios en el grupo de calidad 1, la línea color naranja indica el valor promedio del indicador FES a nivel nacional

que es de 19,1 veces, ambos operadores reportaron una disminución en el número de interrupciones que se presentaron durante el 2018.

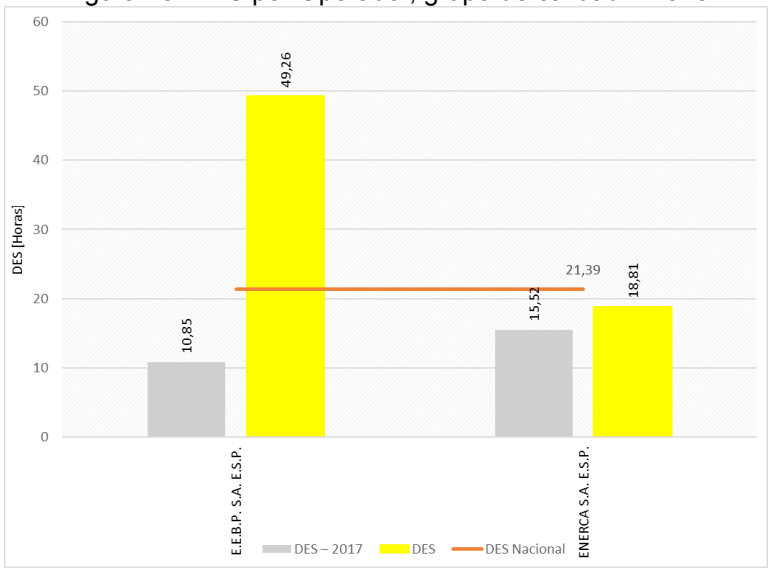
Figura 24: FES por Operador, grupo de calidad 1 2018



Fuente: SUI, cálculos: DTGE

La figura 25 muestra el valor del indicador DES para los dos Operadores que atienden usuarios en el grupo de calidad 2, la línea color naranja indica el valor del indicador DES a nivel nacional que es de 21,4 horas. La EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P. presentó un aumento significativo en la duración de las interrupciones, en el grupo de calidad 2.

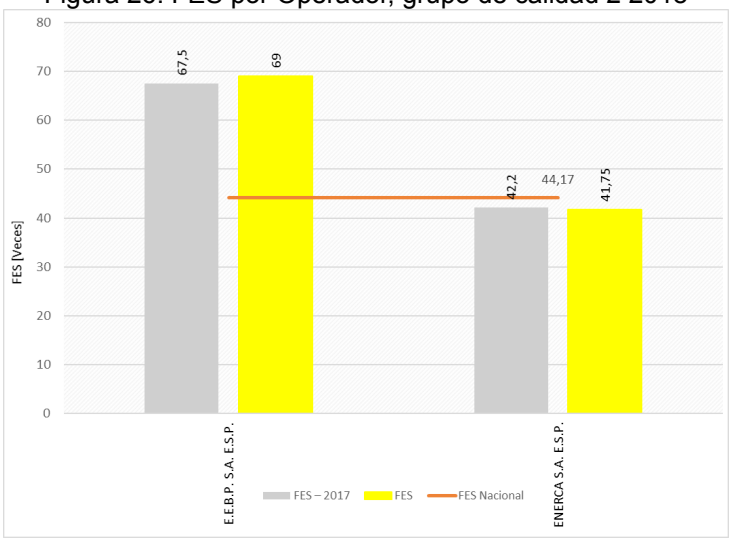
Figura 25: DES por Operador, grupo de calidad 2 2018



Fuente: SUI, cálculos: DTGE

La figura 26 muestra el valor del indicador FES para los Operadores que atienden usuarios en el grupo de calidad 2, la línea color naranja indica el valor promedio del indicador FES a nivel nacional que es de 44,17 veces.

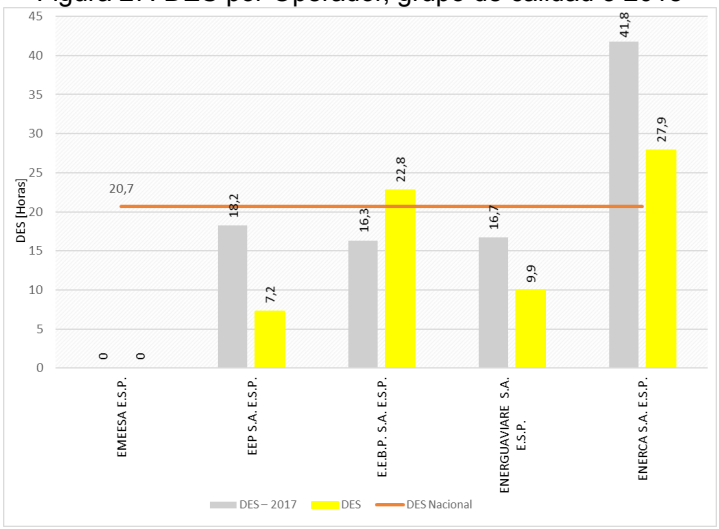
Figura 26: FES por Operador, grupo de calidad 2 2018



Fuente: SUI, cálculos: DTGE

La figura 27 muestra el valor del indicador DES para los cinco Operadores que atienden usuarios en el grupo de calidad 3, la línea color naranja indica el valor del indicador DES a nivel nacional que es de 20,69 horas. Se observa que la principal reducción en el grupo de calidad 3, de la duración de las interrupciones, la registra la EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE S.A. E.S.P.

Figura 27: DES por Operador, grupo de calidad 3 2018

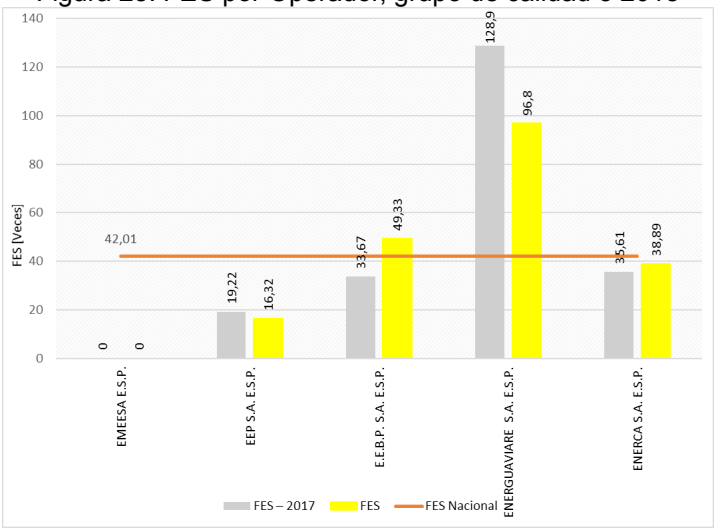


Fuente: SUI, cálculos:

DTGE

La figura 28 muestra el valor del indicador FES para los Operadores que atienden usuarios en el grupo de calidad 3, la línea color naranja indica el valor promedio del indicador FES a nivel nacional que es de 42 veces. En el caso del indicador FES la principal reducción fue reportado por la EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.

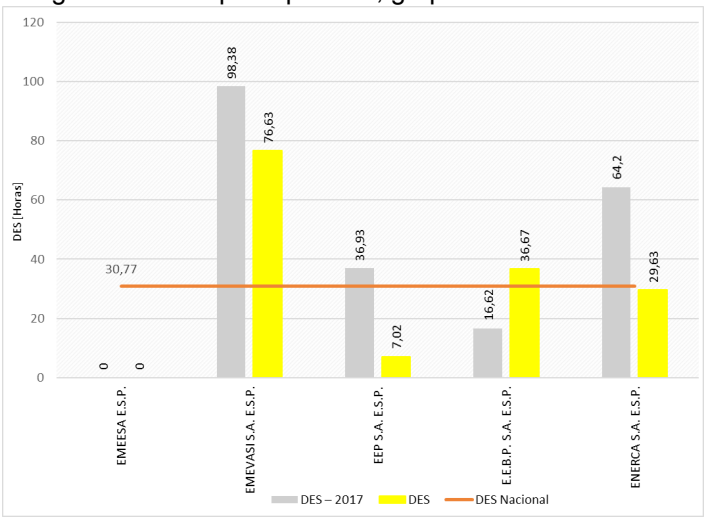
Figura 28: FES por Operador, grupo de calidad 3 2018



Fuente: SUI, cálculos: DTGE

La figura 29 muestra el valor del indicador DES para los cinco Operadores que atienden usuarios en el grupo de calidad 4, la línea color naranja indica el valor del indicador DES a nivel nacional que es de 30,77 horas. Tres operadores presentaron una reducción significativa de la duración de las interrupciones durante el año 2018, sin embargo, la EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P., presentó un deterioro en el indicador de duración.

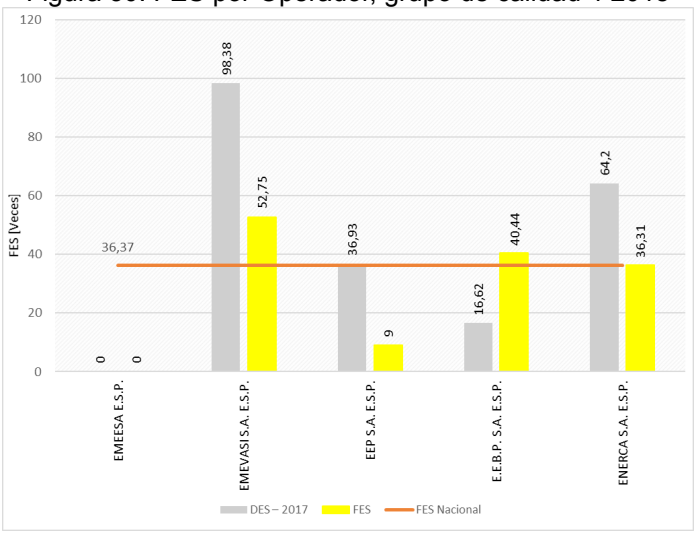
Figura 29: DES por Operador, grupo de calidad 4 2018



Fuente: SUI, cálculos: DTGE

La figura 30 muestra el valor del indicador FES para los Operadores que atienden usuarios en el grupo de calidad 4, la línea color naranja indica el valor promedio del indicador FES a nivel nacional que es de 36,37 veces. La principal reducción del indicador de frecuencia de las interrupciones fue reportado por la EMPRESA DE ENERGÍA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P.

Figura 30: FES por Operador, grupo de calidad 4 2018



Fuente: SUI, cálculos: DTGE

Auditorías al esquema de calidad del servicio, Resolución CREG 025 de 2013

En esta sección, se presentan los resultados obtenidos en las auditorías que cada uno de los Operadores aplicó a sus propios procedimientos, sistemas de información e infraestructura de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 025 de 2013. El objetivo de la aplicación de auditorías al esquema de calidad del servicio en los sistemas de distribución local y sus componentes es verificar la correcta y efectiva aplicación del esquema, esto incluye la adecuada aplicación de los incentivos y compensaciones a los usuarios de que trata la Resolución CREG 097 de 2008, también incluye una evaluación del desempeño del Operador desde el momento en que inició la aplicación del esquema.

De acuerdo con lo establecido por la CREG, se ha definido cada uno de los aspectos a auditar y se ha establecido el procedimiento de selección del auditor y los plazos que deben cumplir los Operadores. Luego de la ejecución de la auditoría, los Operadores remiten a la Superintendencia el Informe con el resultado final que incluye el concepto del auditor, la hoja de calificación detallada de todos los aspectos y criterios establecidos en los cuestionarios aplicados por el auditor y un anexo con información y la documentación de soporte de todos los hallazgos y los cálculos efectuados.

Los plazos establecidos para la ejecución de las auditorías por parte de los Operadores, son los siguientes:

1. Si el Operador inició la aplicación del esquema de calidad establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, entre julio de 2010 y la fecha de entrada en vigencia de la Resolución 025 de 2013 (22 de mayo de 2013), la primera auditoría debió realizarse a más tardar el 22 de agosto de 2014, es decir, quince meses después de la entrada en vigencia de la Resolución 025 de 2013.
2. Si el Operador inició la aplicación del esquema de calidad después de la fecha de entrada en vigencia de la Resolución 025 de 2013 (22 de mayo de 2013), la primera auditoría debió realizarse en un plazo no mayor a doce meses después de la fecha de inicio de la aplicación del esquema de calidad por parte del Operador.
3. Finalmente, cuando el Operador obtiene un resultado "satisfactorio" en la auditoría, debe aplicar una nueva auditoría veinticuatro meses después. Si el Operador obtuvo un resultado "no satisfactorio", debe aplicar una nueva auditoría doce meses después de la auditoría no satisfactoria.

Como mecanismo de evaluación de la auditoría la Resolución CREG 025 de 2013 adoptó la fórmula siguiente:

$$RA = CR * \left[CO + \left(k_1 * M + k_2 * QG + k_3 * QC + k_4 * QP \right) + MTIC \right]$$

En donde:

RA: Resultado de la auditoría

CR: Cumplimiento de requisitos para la aplicación del esquema

CO: Cumplimiento de las responsabilidades y obligaciones del Operador

k1: Factor que representa el peso de la madurez de la implementación del esquema

M: Madurez de implementación del esquema

k2: Factor que representa el peso de la calidad de la información registrada

QG: Calidad de la información registrada en las bases de datos del Operador

k3: Factor que representa el peso de la calidad de los cálculos de las variables del esquema

QC: Calidad de cálculos de las variables del esquema

k4: Factor que representa el peso de la calidad de la información reportada al SUI y al LAC

QP: Calidad de la información reportada al SUI y al LAC

MTIC: Madurez de la implementación de soluciones TIC

En la anterior fórmula, el primer término, denominado "CR" (cumplimiento de requisitos para aplicación del esquema) es determinante, ya que, solamente toma un valor de uno, cuando el Operador demuestra el cumplimiento simultáneo de los requisitos mínimos de aplicación del esquema. El incumplimiento de cualquiera de los requisitos mínimos convierte esta variable en cero y conlleva a un resultado "no satisfactorio" en la aplicación de la auditoría.

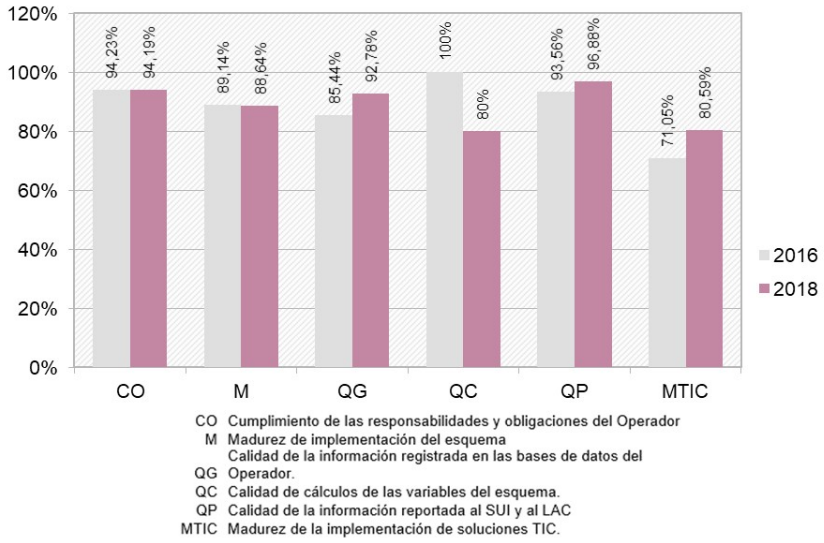
Los requisitos mínimos están establecidos en el numeral 11.2.6.3 de la Resolución CREG 097 de 2008, y dentro de ellos se encuentran: vinculación de usuarios a transformadores y circuitos, implementación de un sistema de gestión de la distribución (SGD), telemedición en elementos de corte y maniobra instalados en cabecera de circuito, permiso al LAC para acceso directo a base de datos de interrupciones registradas en el SGD, y sistema de medición y procedimientos de registro y reporte certificados.

La implementación de soluciones TIC se considera como un puntaje adicional para el Operador, por lo que, no disponer de estas herramientas, no conlleva a que el Operador obtenga un resultado “no satisfactorio”. Con base en la información disponible a la fecha de la elaboración del presente informe se presentan a continuación los análisis a los resultados de las auditorías realizadas.

EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P.

Inició aplicación del esquema de calidad de servicio el 1 de abril de 2011, a la fecha ha aplicado tres auditorías, todas con resultados satisfactorios, su última auditoría fue aplicada en octubre de 2018 y obtuvo una calificación de 494,77 puntos, calificación que fue superior en 4,77 puntos a la auditoría que aplicó en 2016.

Figura 31: Resumen resultados auditoría EBSA



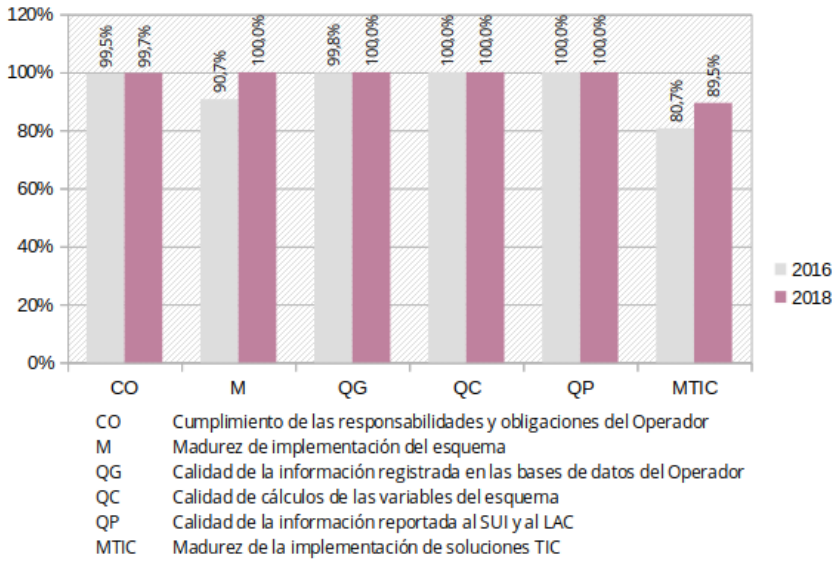
Fuente: Gestión y Auditoría Especializada, cálculos: DTGE.

El prestador cuenta con certificación de gestión de calidad de su proceso de distribución expedido por el CIDET que vence el 22 de octubre de 2021. El Operador presentó una desmejora en la calificación de los aspectos Cumplimiento de las responsabilidades y obligaciones del Operador, Madurez de implementación del esquema y Calidad de cálculos de las variables del esquema, por otra parte, presentó una mejora en las calificaciones de los aspectos Calidad de la información registrada en las bases de datos del Operador, Calidad de la información reportada al SUI y al LAC y Madurez de la implementación de soluciones TIC.

CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.

Inició aplicación del esquema de calidad de servicio el 1 de octubre de 2010, a la fecha ha aplicado tres auditorías, todas con resultados satisfactorios, su última auditoría fue aplicada en junio de 2018 y obtuvo una calificación de 542,48 puntos, calificación que fue superior en 13,48 puntos a la auditoría que aplicó en 2016.

Figura 32: Resumen resultados auditoría CHEC



CO	Cumplimiento de las responsabilidades y obligaciones del Operador
M	Madurez de implementación del esquema
QG	Calidad de la información registrada en las bases de datos del Operador
QC	Calidad de cálculos de las variables del esquema
QP	Calidad de la información reportada al SUI y al LAC
MTIC	Madurez de la implementación de soluciones TIC

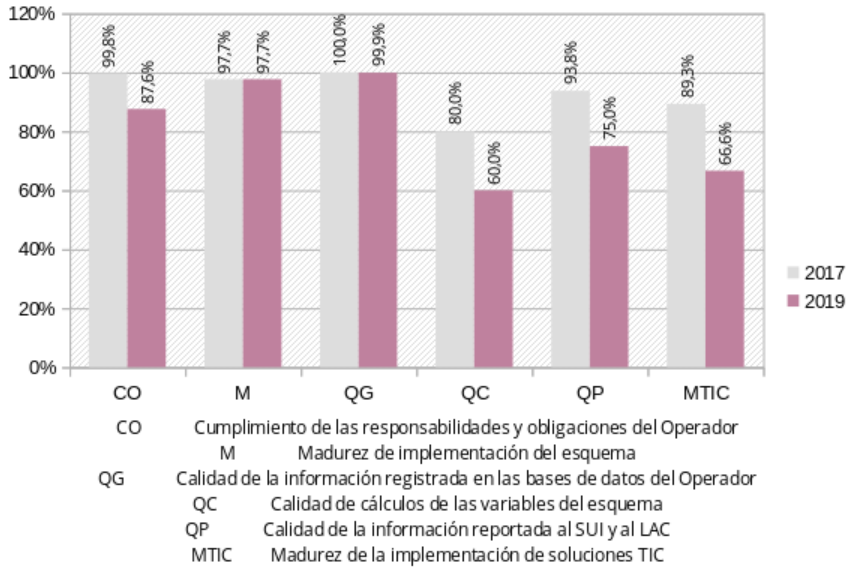
Fuente: Training Corporation LTDA, cálculos: DTGE.

El prestador cuenta con certificación de gestión de calidad de su proceso de distribución expedido por el CIDET que vence el 14 de enero de 2019. El Operador no presentó desmejora en la calificación de ninguno de los aspectos bajo auditoría, por el contrario presentó una mejor calificación en cinco aspectos: Cumplimiento de las responsabilidades y obligaciones del Operador, Madurez de implementación del esquema, Calidad de la información registrada en las bases de datos del Operador, Calidad de la información reportada al SUI y al LAC y Madurez de la implementación de soluciones TIC, también se evidencia que el Operador mantuvo la máxima calificación en el aspecto Calidad de cálculos de las variables del esquema.

CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.

Inició aplicación del esquema de calidad de servicio el 1 de abril de 2011, a la fecha ha aplicado tres auditorías, todas con resultados satisfactorios, su última auditoría fue aplicada en 2019 y obtuvo una calificación de 464,42 puntos, calificación que fue inferior en 55,58 puntos a la auditoría que aplicó en 2017.

Figura 33: Resumen resultados auditoría CEDENAR



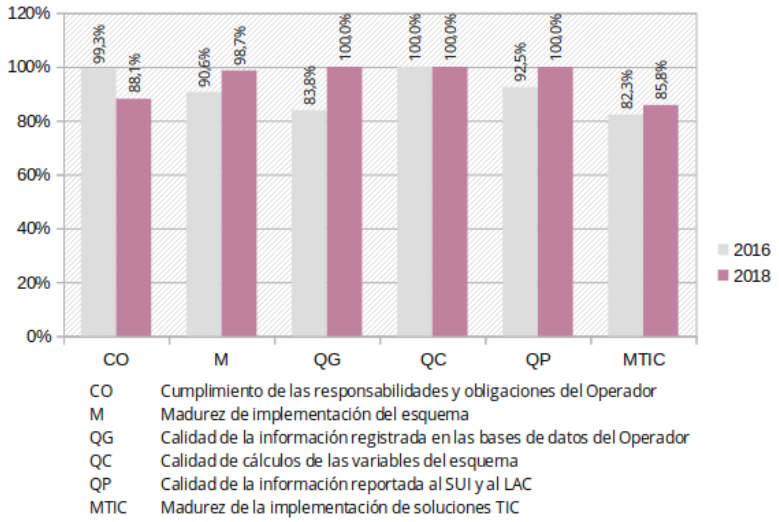
Fuente: GESTIÓN Y AUDITORÍA ESPECIALIZADA, cálculos: DTGE.

El prestador cuenta con certificación de gestión de calidad de su proceso de distribución expedido por el ICONTEC con validez hasta el 19 de abril de 2019. El Operador presentó desmejora en la calificación de los aspectos Cumplimiento de las responsabilidad y obligaciones del Operador, Calidad de los cálculos de las variables del esquema, Calidad de la información reportada al SUI y al LAC y Madurez de la Implementación de soluciones TIC. En ninguno de los aspectos bajo auditoría, presentó una mejor calificación, lo que llevó al resultado de una menor calificación general de la Auditoría.

EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDÍO S.A. E.S.P.

Inició aplicación del esquema de calidad de servicio el 1 de julio de 2011, a la fecha ha aplicado tres auditorías, todas con resultados satisfactorios, su última auditoría fue aplicada en julio de 2018 y obtuvo una calificación de 528,79 puntos, calificación que fue superior en 30,8 puntos a la auditoría que aplicó en 2016.

Figura 34: Resumen resultados auditoría EDEQ



Fuente: OR BETTER

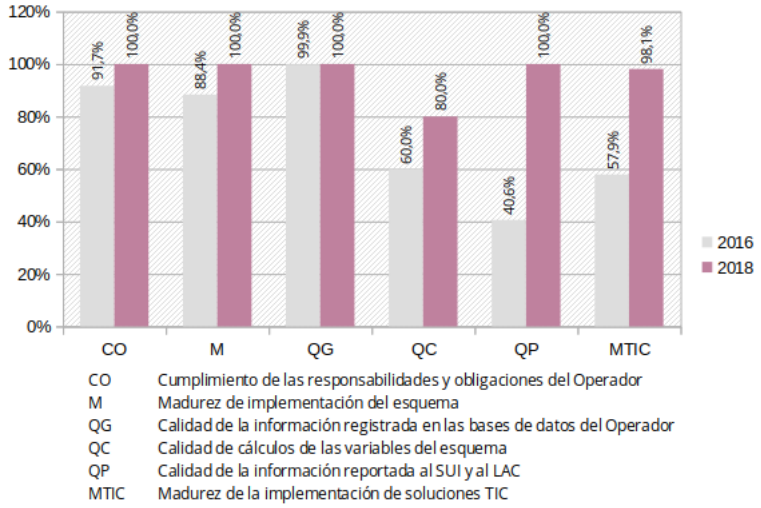
LTDA, cálculos: DTGE.

El prestador cuenta con certificación de gestión de calidad de su proceso de distribución expedido por el CIDET que vence el 14 de septiembre de 2018. El Operador presentó desmejora en la calificación del aspecto Cumplimiento de las responsabilidades y obligaciones del Operador, presentó mejora en los aspectos Madurez de implementación del esquema, Calidad de la información registrada en las bases de datos del Operador, y Madurez de la implementación de soluciones TIC, se observa que mantuvo la máxima calificación en el aspecto Calidad de cálculos de las variables del esquema.

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.

Inició aplicación del esquema de calidad de servicio el 1 de julio de 2015, a la fecha ha aplicado dos auditorías, ambas con resultados satisfactorios, su última auditoría fue aplicada en junio de 2018 y obtuvo una calificación de 531,63 puntos, calificación que fue superior en 103,63 puntos a la auditoría que aplicó en 2016.

Figura 35: Resumen resultados auditoría ESSA



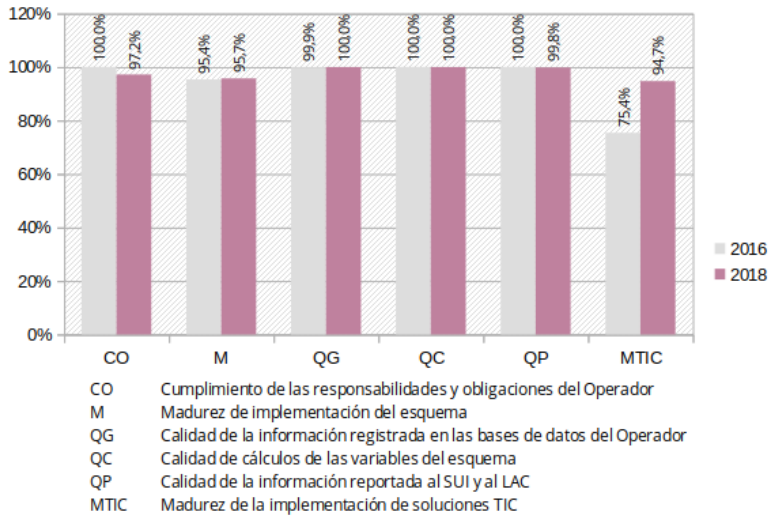
Fuente: TRAINING CORPORATION LTDA, cálculos: DTGE.

El prestador cuenta con certificación de gestión de calidad de su proceso de distribución expedido por el CIDET que vence el 22 de junio de 2021. El Operador no presentó desmejora en la calificación de ninguno de los aspectos bajo auditoría, por el contrario, presentó mejora en todos los aspectos revisados, alcanzado la máxima calificación posible en los aspectos: Cumplimiento de las responsabilidades y obligaciones del Operador, Madurez de implementación del esquema, Calidad de la información registrada en las bases de datos del Operador y Calidad de la información reportada al SUI y al LAC.

EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.

Inició aplicación del esquema de calidad de servicio el 4 de enero de 2012, a la fecha ha aplicado tres auditorías, todas con resultados satisfactorios, su última auditoría fue aplicada en mayo de 2018 y obtuvo una calificación de 539,59 puntos, calificación que fue superior en 8,59 puntos a la auditoría que aplicó en 2016.

Figura 36: Resumen resultados auditoría EPSA



Fuente: OR BETTER LTDA, cálculos: DTGE.

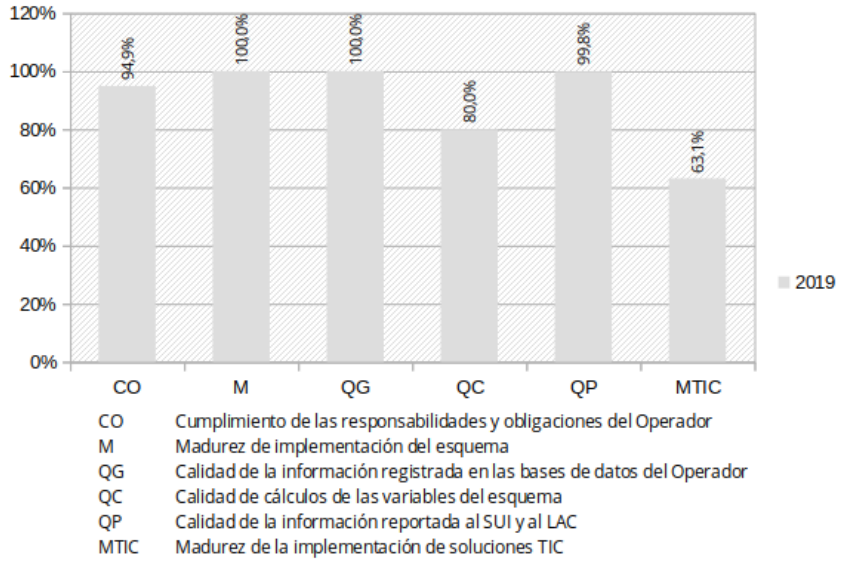
El prestador cuenta con certificación de gestión de calidad de su proceso de distribución expedido por el ICONTEC que vence el 19 de enero de 2021. El Operador presentó desmejora en el aspecto Cumplimiento de las responsabilidades y obligaciones del Operador y Calidad de la información reportada al SUI y al LAC, presentó mejora en los aspectos Madurez de implementación del esquema y Calidad de la información registrada en las bases de datos del Operador y mantuvo la máxima calificación posible en el aspecto Calidad de cálculos de las variables del esquema.

EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA

Inició aplicación del esquema de calidad de servicio el 1 de abril de 2018, a la fecha ha aplicado una auditoría de verificación de cumplimiento de requisitos y una auditoría para la verificación del cumplimiento de requisitos que debe realizarse antes del inicio de la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones de la resolución CREG 097 de 2008.

La Empresa de Energía de Arauca obtuvo una calificación de 506,64 puntos en la auditoría, dado su reciente inicio de aplicación del esquema, este Operador no tiene calificación de por lo menos dos auditorías, una segunda auditoría permitirá tener un puntaje de referencia para evaluar el desempeño en la aplicación dele esquema de calidad del servicio.

Figura 37: Resumen resultados auditoría ENELAR

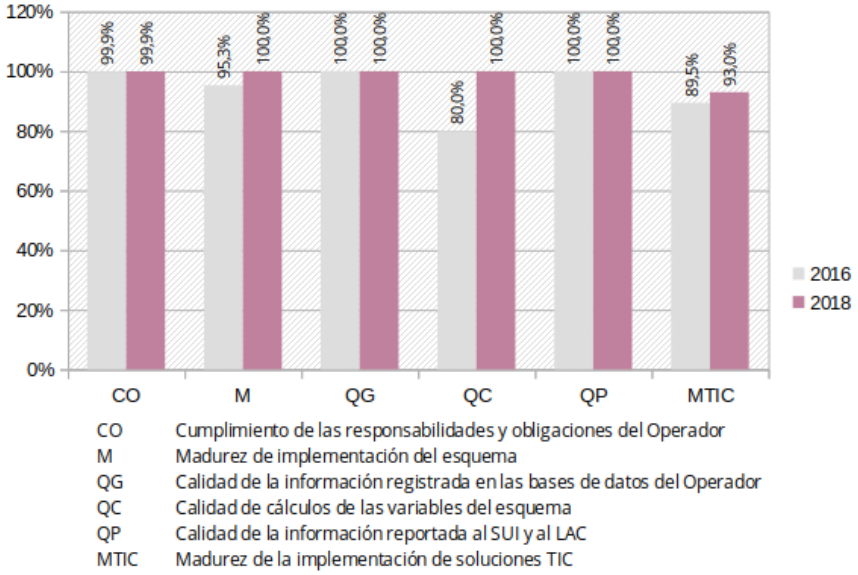


Fuente: TRAINING CORPORATION, cálculos: DTGE.

EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.

Inició aplicación del esquema de calidad de servicio el 1 de octubre de 2010, a la fecha ha aplicado tres auditorías, todas con resultados satisfactorios, su última auditoría fue aplicada en agosto de 2018 y obtuvo una calificación de 544,67 puntos, calificación que fue superior en 21,67 puntos a la auditoría que aplicó en 2016.

Figura 38: Resumen resultados auditoría EPM



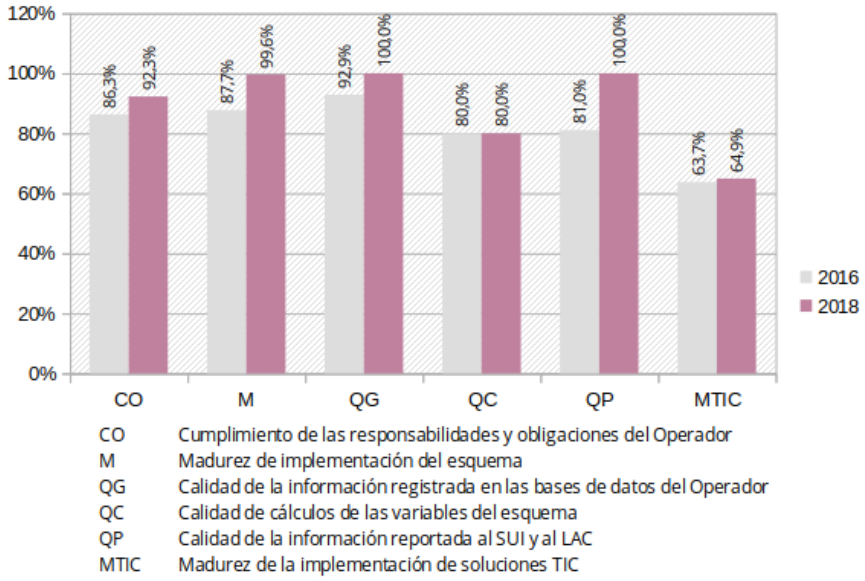
Fuente: OR BETTER LTDA, cálculos: DTGE.

El prestador cuenta con certificación de gestión de calidad de su proceso de distribución expedido por el ICONTEC que vence el 21 de julio de 2019. El Operador no presentó desmejora en ninguno de los aspectos bajo auditoría, por el contrario alcanzó las máxima calificación posible en los aspectos Madurez de implementación del esquema, Calidad de la información registrada en las bases de datos del Operador, Calidad de cálculos de las variables del esquema, Calidad de la información reportada al SUI y al LAC, se observa que presentó mejora en los aspectos Madurez de implementación del esquema, Calidad de cálculos de las variables del esquema y Madurez de la implementación de soluciones TIC.

CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.

Inició aplicación del esquema de calidad de servicio el 1 de julio de 2011, a la fecha ha aplicado tres auditorías, todas con resultados satisfactorios, su última auditoría fue aplicada en agosto de 2018 y obtuvo una calificación de 505,44 puntos, calificación que fue superior en 42,45 puntos a la auditoría que aplicó en 2016.

Figura 39: Resumen resultados auditoría CENS



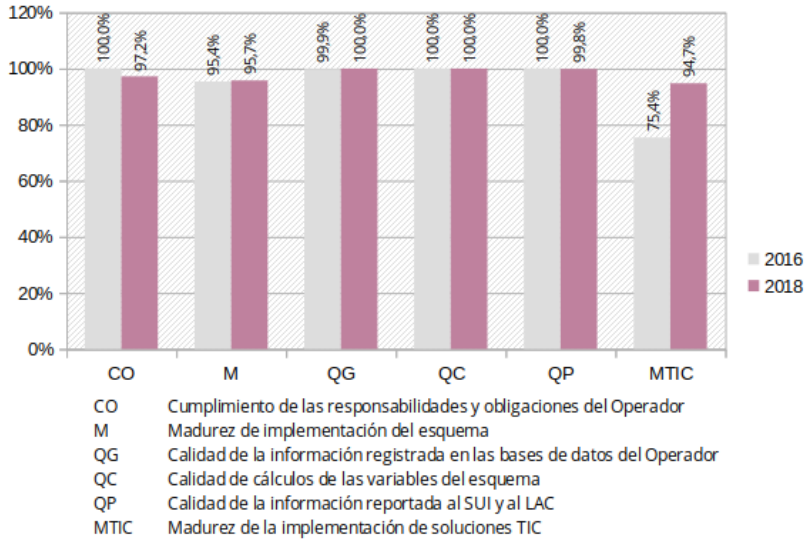
Fuente: OR BETTER LTDA, cálculos: DTGE.

El prestador cuenta con certificación de gestión de calidad de su proceso de distribución expedido por el CIDET que vence el 5 de noviembre de 2019. El operador no presentó desmejora en ninguno de los aspectos bajo auditoría, por el contrario, alcanzó la máxima calificación posible en los aspectos Calidad de la información registrada en las bases de datos del Operador, Calidad de la información reportada al SUI y al LAC, también se evidencia que el Operador tiene grandes oportunidades de mejora en el aspecto Madurez de la implementación de soluciones TIC.

COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.

Inició aplicación del esquema de calidad de servicio el 1 de abril de 2011, a la fecha ha aplicado tres auditorías, todas con resultados satisfactorios, su última auditoría fue aplicada en mayo de 2018 y obtuvo una calificación de 539,59 puntos, calificación que fue superior en 8,89 puntos a la auditoría que aplicó en 2016.

Figura 40: Resumen resultados auditoría CETSA



Fuente: OR BETTER LTDA, cálculos: DTGE.

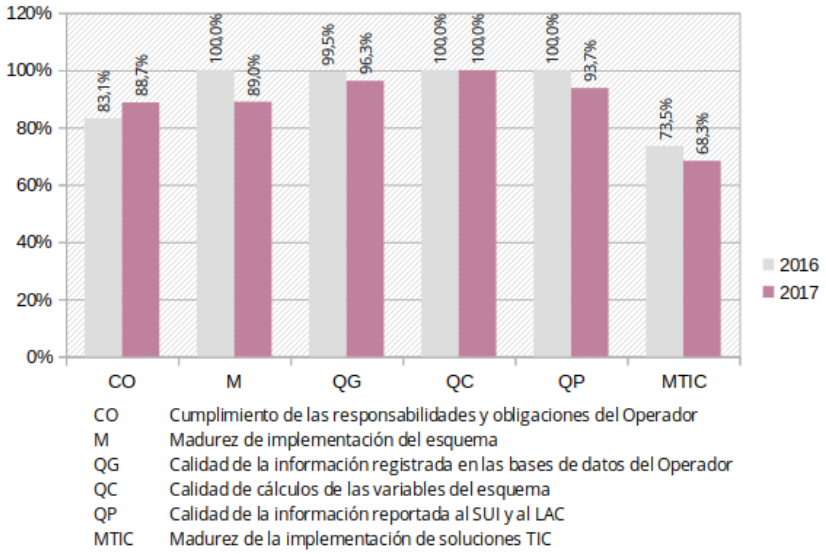
El prestador cuenta con certificación de gestión de calidad de su proceso de distribución expedido por ICONTEC que vence el 19 de enero de 2021. El operador presentó desmejora en los aspectos Cumplimiento de las responsabilidades y obligaciones del Operador y Calidad de la información reportada al SUI y al LAC, alcanzó la máxima calificación posible en los aspectos Calidad de la información registrada en las bases de datos del Operador y Calidad de cálculos de las variables del esquema.

ELECTRIFICADORA DEL CAQUETÁ S.A. E.S.P.

Inició aplicación del esquema de calidad de servicio el 1 de julio de 2011, a la fecha ha aplicado tres auditorías, las dos primeras con resultado no satisfactorio, su última auditoría fue aplicada en 2017 y

obtuvo una calificación de 500 puntos. Aunque las dos primeras auditorías fueron calificadas con cero en el puntaje global, a causa de no contar con los requisitos mínimos para aplicar el esquema de incentivos y compensaciones de la Resolución CREG 097 de 2008, a continuación, se compararán los puntajes obtenidos en las dos últimas auditorías.

Figura 41: Resumen resultados auditoría ELECTROCAQUETA



Fuente: Auditoría, cálculos: DTGE.

Según el auditor, en el año 2015, se encontraba incumpliendo dos de los requisitos exigidos para la aplicación del esquema, según señala, en lo que tiene que ver con los reportes de información telemedida de interrupciones al sistema de gestión de distribución; la misma no conformidad fue registrada en la auditoría del año 2016.

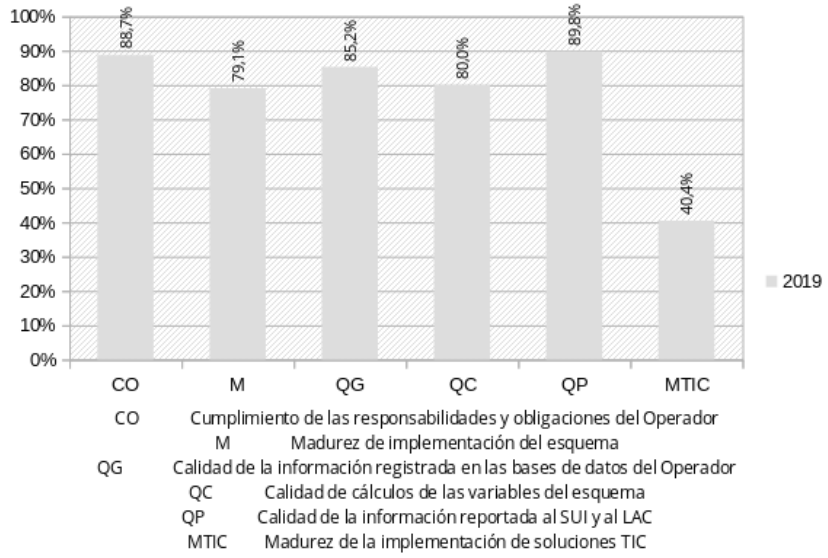
El prestador cuenta con certificación de gestión de calidad de su proceso de distribución expedido por ICONTEC que vence el 19 de septiembre de 2019. El operador presentó desmejora en los aspectos Madurez de implementación del esquema, Calidad de la información registrada en las bases de datos del Operador, Calidad de la información reportada al SUI y al LAC, y Madurez de la implementación de soluciones TIC, se observa mejora en el aspecto Cumplimiento de las responsabilidades y obligaciones del Operador y mantuvo la máxima calificación posible en el aspecto Calidad de cálculos de las variables del esquema.

RUITOQUE S.A. E.S.P.

Inició aplicación del esquema de calidad de servicio de la Resolución CREG 097 de 2008 el día 1 de abril de 2017, a la fecha el prestador ha realizado una auditoría al esquema de calidad del servicio, en el mes de mayo de 2019 y obtuvo una calificación de 439,73 puntos. Este prestador del servicio de

energía es uno de los prestadores con el menor número de usuarios en el SIN, apenas opera 68 transformadores de distribución.

Figura 42: Resumen resultados auditoría RUITOQUE



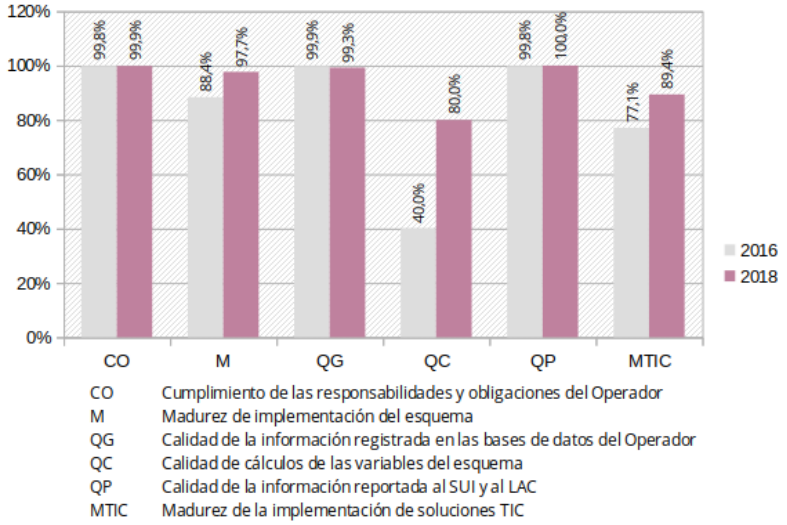
Fuente: APPLUS NORCONTROL, cálculos: DTGE.

El prestador cuenta con certificación de gestión de calidad de su proceso de distribución expedido por ICONTEC que vence el 25 de octubre de 2020. Dado que este es el primer ejercicio de auditoría que realiza, los resultados de esta, servirán como referente para futuros ejercicios de auditoría. El operador presenta grandes oportunidades de mejora en los aspectos Madures de la implementación del esquema y en Madurez de la implementación de soluciones TIC.

EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P.

Inició aplicación del esquema de calidad de servicio el 1 de octubre de 2011, a la fecha ha aplicado tres auditorías, todas con resultados satisfactorios, su última auditoría fue aplicada en agosto de 2018 y obtuvo una calificación de 523,45 puntos, calificación que fue superior en 45,45 puntos a la auditoría que aplicó en 2016.

Figura 43: Resumen resultados auditoría ENERGÍA DE PEREIRA



Fuente: OR BETTER LTDA, cálculos: DTGE.

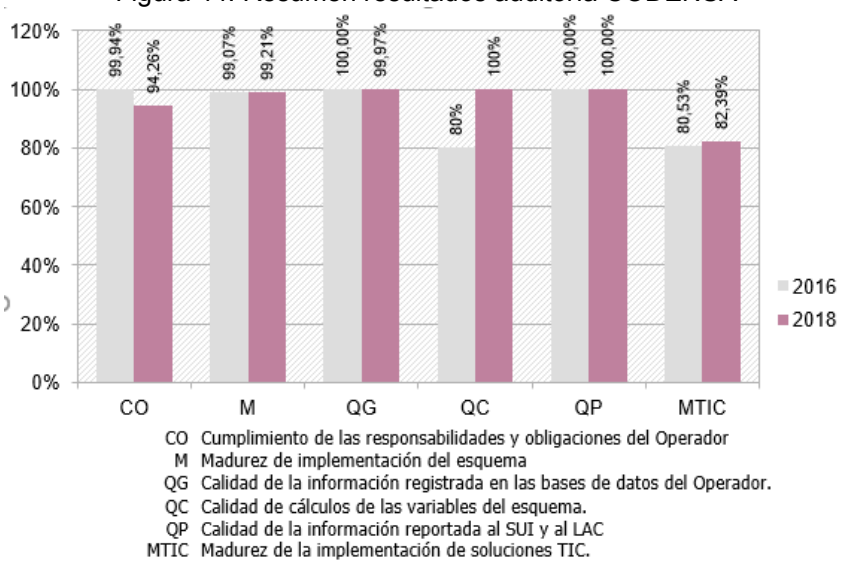
El prestador cuenta con certificación de gestión de calidad de su proceso de distribución expedido por BUREAU VERITAS que vence el 15 de septiembre de 2018. El operador presentó desmejora en el aspecto de Calidad de la información registrada en las bases de datos del Operador y mejoró los demás aspectos auditados, el prestado alcanzó la máxima calificación posible en el aspecto Calidad de la información reportada al SUI y al LAC el prestador tiene grandes oportunidades de mejora en el aspecto Madurez de la implementación de soluciones TIC.

CODENSA S.A. E.S.P

Inició aplicación del esquema de calidad de servicio el 1 de abril de 2011, a la fecha ha aplicado tres auditorías, todas con resultados satisfactorios, su última auditoría fue aplicada en agosto de 2018 y obtuvo una calificación de 532,82 puntos, calificación que fue superior en 12,02 puntos a la auditoría que aplicó en 2016.

En el caso de este prestador, es importante tener en cuenta que a partir del 1 de enero del 2017 el mercado de comercialización de la EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P. fue absorbido por CODENSA S.A. E.S.P., por lo que la auditoría aplicada en agosto de 2018 es la primera que se realiza para este prestador con una nueva cobertura ampliada.

Figura 44: Resumen resultados auditoría CODENSA



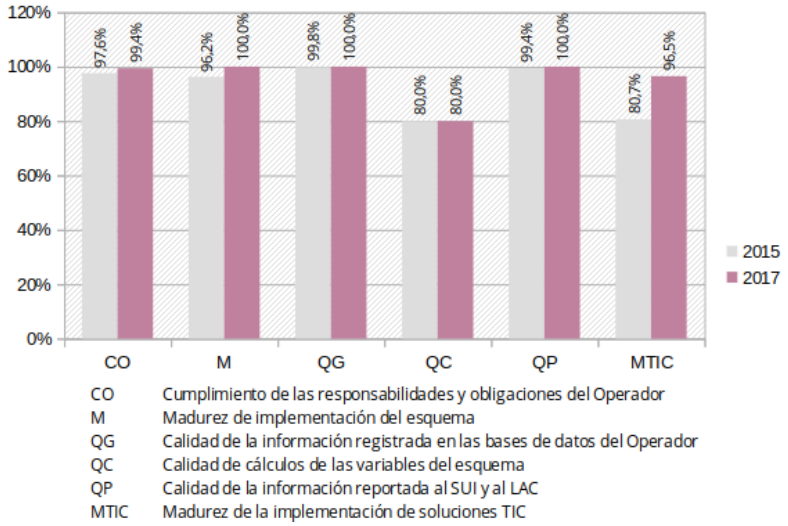
Fuente: OR BETTER LTDA, cálculos: DTGE.

El prestador cuenta con certificación de gestión de calidad de su proceso de distribución expedido por BUREAU VERITAS que vence el 12 de noviembre de 2018. El operador presentó desmejora en los aspectos Cumplimiento de las responsabilidades y obligaciones del Operador y Calidad de la información registrada en las bases de datos del Operador, mejoró los aspectos Calidad de cálculos de las variables del esquema y Madurez de la implementación de soluciones TIC, el prestador alcanzó la máxima calificación posible en el aspecto Calidad de cálculos de las variables del esquema y Calidad de la información reportada al SUI y al LAC.

ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.

Inició aplicación del esquema de calidad de servicio el 1 de julio de 2011, a la fecha ha aplicado tres auditorías, la primera con resultado no satisfactorio y las dos últimas con resultado satisfactorio, su última auditoría fue aplicada en 2017 y obtuvo una calificación de 530 puntos, calificación que fue superior en 14 puntos a la auditoría que aplicó en 2015.

Figura 45: Resumen resultados auditoría ELECTRICARIBE



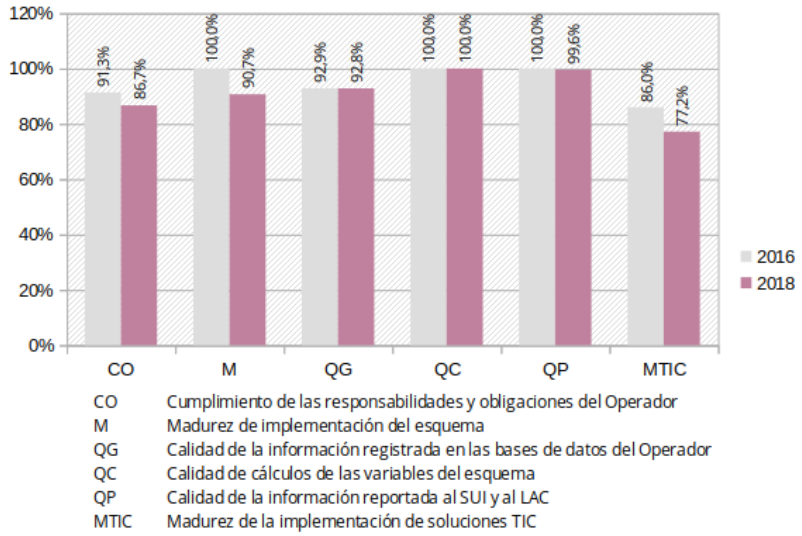
Fuente: Auditoría, cálculos: DTGE.

El operador no presentó desmejora en ninguno de los aspectos bajo auditoría, por lo contrario presentó mejora en cuatro de los aspectos revisados y mantuvo la máxima calificación posible en el aspecto Calidad de cálculos de las variables del esquema.

EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P.

Inició aplicación del esquema de calidad de servicio el 1 de abril de 2011, a la fecha ha aplicado tres auditorías, todas con resultados satisfactorios, su última auditoría fue aplicada en agosto de 2018 y obtuvo una calificación de 504,32 puntos, calificación que fue inferior en 16,68 puntos, convirtiéndose en el único Operador que presenta una desmejora en la calificación otorgada en el proceso de auditoría.

Figura 46: Resumen resultados auditoría EMCALI



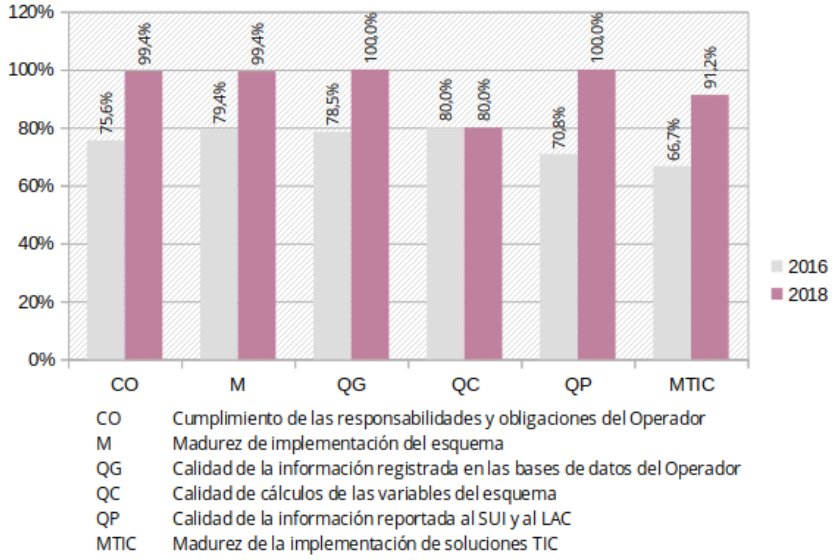
Fuente: OR BETTER LTDA, cálculos: DTGE.

El prestador cuenta con certificación de gestión de calidad de su proceso de distribución expedido por IQNET e ICONTEC que vence el 04 de marzo de 2019. La disminución en el resultado general de la auditoría es el resultado de que el operador presentó desmejora en cinco de los seis aspectos bajo revisión por la auditoría, solamente el aspecto Calidad de cálculos de las variables del esquema mantuvo la misma calificación de la auditoría pasada, el aspecto Madurez de implementación del esquema fue el que presentó la mayor caída en la calificación.

EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.

Inició aplicación del esquema de calidad de servicio el 4 de enero de 2012, a la fecha ha aplicado tres auditorías, todas con resultados satisfactorios, su última auditoría fue aplicada en agosto de 2018 y obtuvo una calificación de 526,74 puntos, calificación que fue superior en 109,75 puntos a la auditoría que aplicó en 2016, esto lo convierte en el Operador que tuvo el mayor aumento en la calificación otorgada durante el proceso de auditoría.

Figura 47: Resumen resultados auditoría DISPAC



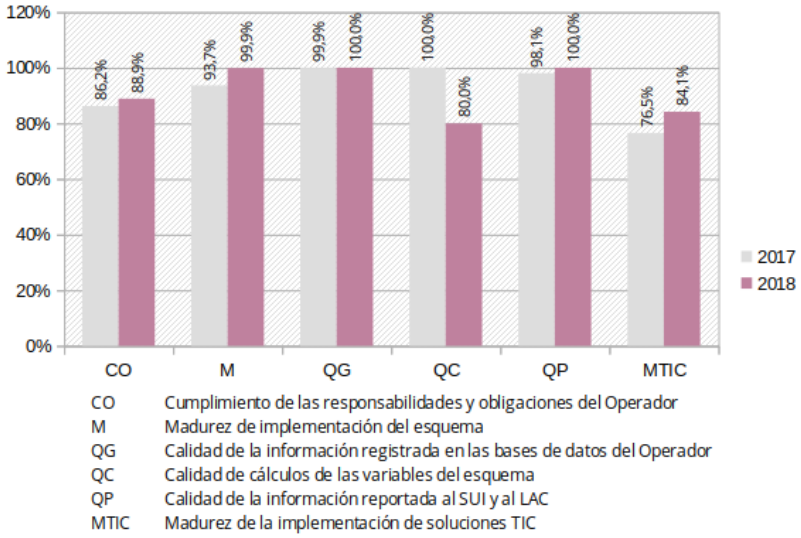
Fuente: OR BETTER LTDA, cálculos: DTGE.

El prestador cuenta con certificación de gestión de calidad de su proceso de distribución expedido por CIDET que vence el 21 de enero de 2020. El operador no presentó desmejora en ninguno, aunque mantuvo la máxima calificación posible en el aspecto Calidad de la información registrada en las bases de datos del Operador. En los demás aspectos de la auditoría mejoró la calificación obtenida, en comparación al año 2016.

COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A E.S.P.

Inició aplicación del esquema de calidad de servicio el 1 de julio de 2011, a la fecha ha aplicado cuatro auditorías, la primera auditoria obtuvo un resultado satisfactorios, sin embargo, las dos auditorías siguientes, llevadas a cabo en los años 2016 y 2017 obtuvieron una calificación no satisfactoria, finalmente la última auditoría realizada en agosto de 2018 obtuvo una calificación satisfactoria de 513,57 puntos, a continuación se presenta una comparación de los resultados obtenidos en las dos últimas auditorías.

Figura 48: Resumen resultados auditoría ENERTOLIMA



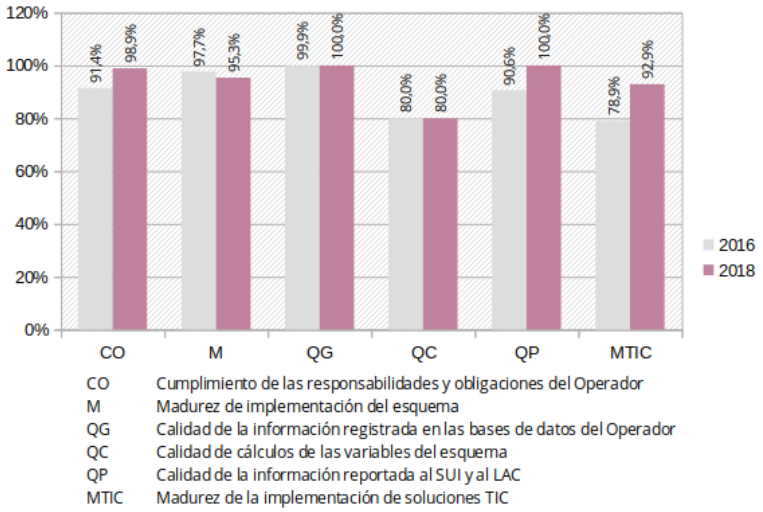
Fuente: TRAINING CORPORATION LTDA, cálculos: DTGE.

El prestador cuenta con certificación de gestión de calidad de su proceso de distribución expedido por Bureau Veritas que vence el 28 de septiembre de 2020. El operador presentó desmejora en el aspecto Calidad de cálculos de las variables del esquema, sin embargo, en los restantes aspectos presentó una mejora en la calificación, el prestador tiene grandes oportunidades de mejora en el aspecto Madurez de la implementación de soluciones TIC.

COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.

Inició aplicación del esquema de calidad de servicio el 1 de octubre de 2013, a la fecha ha aplicado tres auditorías, todas con resultados satisfactorios, su última auditoría fue aplicada en septiembre de 2018 y obtuvo una calificación de 523,87 puntos, calificación que fue superior en 20,88 puntos a la auditoría que aplicó en 2016.

Figura 49: Resumen resultados auditoría CEO



Fuente: OR BETTER LTDA, cálculos: DTGE.

El prestador cuenta con certificación de gestión de calidad de su proceso de distribución expedido por ICONTEC que vence el 23 de octubre de 2021. El operador presentó desmejora en el aspecto Madurez de implementación del esquema, mantuvo la calificación en el aspecto Calidad de cálculos de las variables del esquema y en los restantes aspectos presentó una mejora en la calificación.

Conclusiones

1. En comparación con el año 2017, la duración y la frecuencia de las interrupciones ocurridas en Colombia durante el año 2018 disminuyó. De acuerdo con la información reportada por los Operadores y los resultados del presente informe, se evidencia una mejora en las condiciones de calidad del servicio de energía eléctrica.

2. Un usuario en Colombia experimentó en el 2018 experimentó interrupciones cuya duración acumulada fue en promedio de 37,7 horas, lo cual equivale a un día, 13 horas y 42 minutos continuos sin servicio de energía eléctrica. Comparado con el SAIDI del año 2016 se observa un aumento de una hora y 48 minutos de este valor. Adicionalmente 4 Operadores, que atienden al 75% del total de usuarios, tienen un valor de SAIDI que es menor al indicador nacional.

3. Un usuario en Colombia experimentó en promedio 48 interrupciones en el servicio de energía durante el año 2018. Este valor es menor al registrado para el año 2017, puesto que para dicho año se registró un indicador SAIFI de 51,3 veces. Adicionalmente, se observa que 12 OR que atienden al 66% del número de usuarios, tienen un valor de SAIFI menor que el valor del indicador nacional.

4. El SAIDI promedio para las capitales de los departamentos del país es de 17,3 horas, mientras que el indicador SAIFI promedio para las capitales es de 21,8 veces. Del análisis realizado se encontró que, existen 12 capitales cuyos valores de indicador SAIDI están por

encima del promedio nacional, 6 de las cuales registran un indicador superior al promedio nacional más una desviación estándar y son atendidas por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

5. Con respecto al año 2017, se ha registrado un aumento importante en los indicadores de discontinuidad del servicio de CEDENAR S.A E.S.P., pasando de un SAIDI de 96,6 horas año en 2017 a 120,1 horas año en 2018. Siendo sus usuarios quienes actualmente reciben el servicio de energía con el indicador promedio de continuidad más bajo del país.

6. Si bien con respecto a 2017 se evidencia una mejora en los indicadores de continuidad de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., tanto a nivel general como en los niveles de tensión 1 y 4, y los grupos de calidad 1 y 4. La situación de este Operador en términos de calidad del servicio es aún bastante preocupante, esto se hace evidente cuando se menciona que en todos los grupos de calidad así como en los niveles de tensión 1, 2 y 3, al menos para uno de los indicadores de calidad del servicio esta empresa presentó un valor superior al promedio nacional más una desviación estándar.

7. En términos generales, se evidencia que la brecha territorial a nivel de calidad del servicio mencionada por esta Superintendencia en el diagnóstico del año a 2017 aún persiste. Mientras que un usuario que pertenece al grupo de calidad 1 percibe en promedio 19,9 interrupciones con una duración acumulada de 14,8 horas, un usuario que pertenece al grupo de calidad 4 percibe en promedio 106,9 interrupciones con una duración promedio de 95,8 horas.

8. Asimismo, mientras que un usuario en una de las capitales de los departamentos del país percibe en promedio 21,8 interrupciones con una duración de 17,3 horas, existen usuarios que pueden llegar a percibir interrupciones al año más de 600 interrupciones que pueden llegar a durar 1000 horas.

9. Una vez comparados los indicadores de calidad por municipio, con el porcentaje de ruralidad y el índice de riesgo de falla establecido por la CREG para cada municipio en la Resolución CREG 015 de 2018, se evidenció que no existen correlaciones entre estos atributos y los indicadores de calidad del servicio registrados para 2017. Hecho que sugiere una inconsistencia en el reporte de la información de los grupos de calidad por parte de los agentes o la inexistencia de una dependencia entre estos atributos de los municipios y la calidad del servicio registrada en ellos.

10. Salvo EMCALI y CEDENAR, todos[2] los Operadores del país que presentaron auditorías durante los años 2017 y 2018 mejoraron sus resultados con respecto a la anterior evaluación, lo cual denota un avance en la implementación de sistemas de gestión de distribución por parte de los Operadores de Red y da cuenta de la confiabilidad de los datos en materia de calidad del servicio.

2 Los Operadores EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA y RUITOQUE S.A. E.S.P., apenas aplicaron su primera auditoría.

Bibliografía

[1] Guide for Electric Power Distribution Realibility Indices, IEEE Std 1366 - 2012.

[2] Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución 070 de 1998

[3] Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución 097 de 2008

[4] Diagnóstico de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica en Colombia, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, junio 2018.

[5] Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución 103 de 2004

[6] Resolución SSPD 20102400008055, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

[7] Resolución SSPD 20111300022695, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

[8] Identificación de criterios para la aplicación de las auditorias de información resultante del esquema de calidad del servicio en los SDL, Anexo - Circular CREG 076 de 2011

[9] Documento CREG 010 de 2018.

Por Oscar Nuñez Mata, Ing., MBA. Globaltec S.A. globaltecsa@racsa.co.cr

¿PORQUÉ FALLAN LOS MOTORES ELÉCTRICOS? DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DE LAS FALLAS ELÉCTRICAS - PARTE II

INTRODUCCIÓN

Continuamos el tema de fallas en motores eléctricos estudiando las fallas de origen eléctrico. El motor eléctrico de inducción consta de dos componentes eléctricos: El Bobinado y el Rotor. El bobinado tiene la función de producir el campo magnético rotatorio, y se forma de dos componentes básicos: El conductor de electricidad (Normalmente Cobre, aunque se puede usar Aluminio) y el sistema de aislamiento. Por otro lado tenemos el rotor de Jaula de Ardilla, conocido así por su forma característica, el cual no se alimenta de electricidad de forma directa, sino por inducción. Un elemento común en ambas partes es el núcleo laminado, el cual se encarga de concentrar y conducir el campo magnético. El principio de funcionamiento de esta máquina eléctrica lo desarrolló Nicola Tesla, allá por 1880 en Estados Unidos, el cual se mantiene intacto, tal y como él lo describió.

FALLAS ELÉCTRICAS

La primera clasificación de las fallas de origen eléctrico es la siguiente:

- Fallas No controladas por el usuario, como:
  -Defectos de fabricación
  -Eventos atmosféricos severos.
- Fallas Controladas por el usuario:
  -Inadecuada aplicación.
  -Ambiente severo.
  -Condiciones del servicio eléctrico: Alto-bajo-desbalance de voltaje, pérdida de fase, corrientes armónicas.
  -Deficientes prácticas de Mantenimiento.

Resumimos las causas de fallas eléctricas en:

- Sobrecargas térmicas.
- Severas anormalidades eléctricas.
- Contaminación del sistema de aislamiento.

1. SOBRECARGAS TÉRMICAS

Se define una sobrecarga térmica como una condición donde se superó la capacidad térmica del motor (capacidad de disipar el calor generado). Es decir, el levantamiento de temperatura fue excesivo durante un lapso de tiempo suficiente para provocar el daño.

Las causas de la sobrecarga térmica son las siguientes:

- Sobrecarga mecánica.
- Condiciones ambientales severas.
- Ciclo de trabajo alto: Excesiva cantidad de arranques por hora.
- Parada repentina (trabarse).
- Falla en arranque.
- Restricciones en la ventilación.

Una regla empírica dice que un aumento de 10°C en el levantamiento de temperatura del motor acorta la vida útil esperada en 50%. Por lo tanto, el factor que se debe cuidar en un motor eléctrico es su levantamiento de temperatura.

A continuación se muestran fotografías de esta falla.

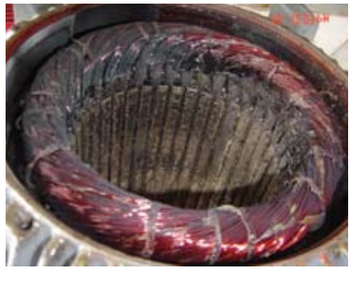


FIGURA Nº.1
Sobrecarga térmica
GLOBALTEC S.A.

2. SEVERAS ANORMALIDADES ELÉCTRICAS

Una anormalidad eléctrica es una condición inusual del servicio eléctrico del motor, lo que se aleja de los valores listados por el fabricante, reglamentaciones nacionales y organismos que dictan estándares. Estos son:

- Sobrevoltaje.
- Bajo voltaje.
- Des balance de voltaje.
- Pérdida de fase.
- Voltajes transitorios.

Cuando un motor opera en una condición permanente de des balance de voltaje su temperatura aumenta, y el motor se recalienta por partes como aparece en la figura 3. Un desbalance de 3.5% puede provocar hasta un 25% de levantamiento de temperatura adicional.

A continuación se muestran fotografías de daños por anormalidades eléctricas.



FIGURA Nº.2
Pérdida de fase
GLOBALTEC S.A.

Al perder una fase, el motor eléctrico de inducción mantiene el movimiento rotacional, con un aumento de corriente de 73% en las dos fases que permanecen. Esto provoca que el motor se caliente en exceso, si este no se desconecta en los siguientes minutos (3-5 minutos).



FIGURA Nº.3
Transitorio de Voltaje (Pico de Voltaje)
GLOBALTEC S.A.

Las fuentes típicas que producen picos de voltaje son:

- Descargas atmosféricas.
- Parada de grandes motores.
- Bancos de condensadores automáticos.
- Variadores de velocidad electrónicos.

Cuando el bobinado recibe un transitorio se somete a un elevado estrés dieléctrico, lo que va debilitando poco a poco la fuerza dieléctrica del sistema de aislamiento, hasta que un día no soporta un nuevo pico, provocando la falla en el lado de las conexiones del motor.

3. CONTAMINACIÓN DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO.

Dentro del motor eléctrico no debe estar ningún elemento ajeno al motor, como: Agua, aserrín, polvo, grasa, aceite, arena, partes metálicas. Esto es, un contaminante es todo aquello que no permanecer dentro del motor, ya que se puede afectar su funcionamiento. Los principales problemas de contaminación se dan por:

- Humedad-Condensación.
- Grasas-Aceites.
- Partículas extrañas: Aserrín, polvo, arena.
- Abrasión.
- Objetos extraños: Partes metálicas, tornillos, tuercas.

A continuación se muestran fotografías de los daños por contaminación.

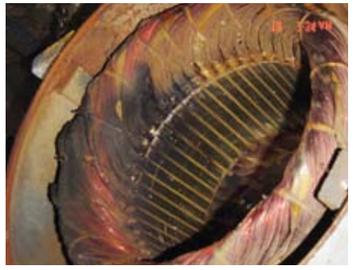


FIGURA Nº.4
Humedad
GLOBALTEC S.A.



FIGURA Nº.5
Humedad
GLOBALTEC S.A.



FIGURA Nº.6
Humedad
GLOBALTEC S.A.

La humedad es el principal agente contaminante que se encuentra en el motor, cuando ésta se deposita por algún mecanismo (condensación, ingreso directo) la fuerza dieléctrica del sistema de aislamiento se reduce, dejándolo vulnerable, con la posibilidad de no soportar mucho tiempo hasta que un corto circuito se presente. Esta falla es típica de la industria alimenticia, donde motores son lavados periódicamente, siendo no aptos para este procedimiento, ver figuras 4 y 5. La figura 6 muestra el otro caso típico de falla por humedad, donde tenemos un motor abierto en un motor con excesiva humedad (motor no apto para ese ambiente).



FIGURA Nº.7
Partículas extrañas
GLOBALTEC S.A.

La figura 7 muestra el caso de un motor sometido a una excesiva contaminación por grasa.

Cuando un chorro de aire contaminado pasa por el bobinado se puede presentar un debilitamiento del mismo, por el fenómeno de abrasión. Este fenómeno es típico de motores con ventilación forzada, la cual no tiene filtros adecuados.

CONCLUSIONES

1. El análisis de fallas eléctricas en motores debe sustentarse del conocimiento claro de los principios de funcionamiento de estos equipos.
2. Las fallas de origen eléctrico en motores de inducción tienen en común que el sistema de aislamiento es el que sufre, por lo que es necesario mantener un control del levantamiento de temperatura, así como evitar el ingreso de contaminantes y partículas al interior del motor.
3. Establecer claramente el origen de la falla eléctrica permitirá realizar un correcto análisis causa-raíz, con el cual es posible evitar fallas futuras.

1. OBJETIVO

Definir los lineamientos necesarios para el óptimo desarrollo del Mantenimiento Preventivo y Predictivo de las Subestaciones y Redes Eléctricas de Media Tensión en el Campus Central y la Facultad de Salud.

2. ALCANCE

Aplica a la sección de Electricidad del subproceso de Mantenimiento Físico adscrito al proceso de Recursos Físicos, en las actividades destinadas a la conservación de la subestaciones y las redes eléctricas en media tensión del Campus Central y Facultad de Salud con el propósito de mejorar la prestación del servicio de fluido eléctrico.

3. DEFINICIONES Y/O ABREVIATURAS

- **Mantenimiento Preventivo:** Mantenimiento programado que se efectúa a un bien, servicio o instalación con el propósito de reducir la probabilidad de fallo, mantener condiciones seguras y preestablecidas de operación, prolongar la vida útil y evitar accidentes.

- **Mantenimiento Correctivo:** Reparación que se realiza al bien, servicio o instalación una vez que se ha producido el fallo con el objetivo de restablecer el funcionamiento y eliminar la causa que ha producido la falla.

  Mantenimiento Predictivo: Pruebas que se realizan a los equipos con el propósito de conocer su estado actual y predecir posibles fallas que se podrían ocasionar. El resultado de este mantenimiento permite tomar acciones correctivas y/o preventivas para optimizar su funcionamiento. Las pruebas realizadas durante esta actividad se especifican en el numeral 5 del presente documento

4. MANTENIMIENTO PREVENTIVO INSTALACIONES ELÉCTRICAS

El mantenimiento preventivo de las instalaciones eléctricas se programa mensualmente teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- No es necesario desenergizar el sistema para su ejecución
- Realizar una inspección visual al estado exterior de los equipos

4.1. Mantenimiento Preventivo para Transformadores

Actividades a realizar para preservar el correcto funcionamiento de los transformadores:

- Limpieza de aisladores, cuba y zona circundante.
- Limpieza de las zonas circundantes al transformador y demás elementos en media tensión.
- Ajuste de tornillería

4.2. Mantenimiento Preventivo para Celdas de Corte, Seccionadores y Protección en Media Tensión 13.2 kV.

Actividades a realizar para preservar el correcto funcionamiento de las redes eléctricas en media tensión:

- Ajuste de tornillería
- Limpieza y lubricación sistema mecánico
- Limpieza de aisladores

4.3. Mantenimiento Preventivo en Redes Eléctricas de Media Tensión 13.2 kV.

Actividades a realizar para preservar el correcto funcionamiento de las redes eléctricas en media tensión:

- Limpieza de cárcamos, cajas de paso y demás elementos de canalización accesibles.

4.4. Otras consideraciones

1. Los cables y elementos eléctricos activos se deben limpiar con alcohol isopropílico.
2. Los terminales premoldeados se deben limpiar con el kit de limpieza 3M

5. MANTENIMIENTO PREDICTIVO INSTALACIONES ELÉCTRICAS

5.1. Actividades a realizar

- **Inspección visual:** Revisión de acabados, ajuste de piezas, estado de la pintura y nivel de aceite.

- **Termografía:** Medición del calor emitido por los elementos de la instalación eléctrica. Estos resultados permiten detectar temperaturas de funcionamiento elevadas, conexiones sueltas o

deterioradas, descompensación de fases (circuitos sobrecargados, desequilibrios de carga), mal aislamiento y/o interruptores defectuosos.

La inspección termográfica se debe realizar durante los periodos de máxima demanda del sistema, identificando las fallas presentadas y el grado de urgencia para su reparación.

- **Prueba Rigidez Dieléctrica Aceite Transformadores:** Determinación de la tensión de ruptura del líquido aislante por medio de un Medidor de Aceite Dieléctrico o Chispómetro.

- **Prueba de Aislamiento de los Devanados:** Medición de la resistencia mínima soportable por los aislamientos del transformador durante su operación. Esta prueba permite verificar la calidad de los aislamientos, comprobar la adecuada conexión entre sus devanados y la tierra, determinar el grado de humedad y detectar defectos en el aislamiento.

- **Resistencia óhmica y Prueba de Relación de Transformación:** Estas dos pruebas verifican el correcto estado de las bobinas de alta y baja tensión, identificando posibles cortocircuitos entre espiras.

- **Medición y Análisis de Carga en el Transformador:** Esta medición permite conocer el perfil de carga del transformador y determinar la potencia a la cual está operando. Para asegurar una completa efectividad de la prueba se debe realizar en periodos donde el transformador este trabajando con toda la carga instalada con el fin de determinar si la demanda excede los límites a los cuales está diseñado el transformador y tomar acciones si es necesario.

- **Calidad de Energía del Sistema:** Permite conocer como se encuentra el sistema en cuanto a las perturbaciones que intervienen en el análisis de calidad y emitir conceptos del comportamiento del sistema.

- **Pruebas Mecánicas:** Realizar 20 ciclos de apertura y cierre en los seccionadores para verificar los mecanismos de accionamiento, alineación y velocidad.

- **Disparo Automático con Fusible:** En esta prueba se puede verificar la protección (apertura) por fusible fundido.

5.2. Mantenimiento Predictivo para Transformadores

Las actividades a realizar durante el mantenimiento predictivo en los transformadores son las siguientes:

- Inspección visual de todo el sistema
- Termografía
- Prueba Rigidez dieléctrica Aceite Transformadores
- Prueba de aislamiento de los devanados
- Medición de la resistencia óhmica de los devanados
- Prueba de relación de transformación
- Medición y análisis de carga del transformador
- Medición y análisis de Calidad de la Energía.

5.3. Mantenimiento Predictivo para Celdas de Corte, Seccionadores Y Protección en Media Tensión 13,2kV.

Las actividades a realizar durante el mantenimiento predictivo en los seccionadores son las siguientes:

- Inspección visual de todo el sistema
- Prueba de aislamiento de los devanados
- Termografía
- Limpieza de las partes metálicas y elementos aislantes
- Lubricación de las partes móviles
- Pruebas mecánicas
- Disparo automático con fusible
- Verificación de: puntos de contacto, elementos aislantes y sistema de extinción de arco.
- Verificación del nivel de aislamiento de los elementos aislantes.

5.4. Mantenimiento Predictivo en Redes Eléctricas de Media Tensión 13,2 kV

Las labores de mantenimiento predictivo a realizarse en las redes de media tensión son:

- Termografía de los terminales premoldeados.
- Verificación del nivel de asilamiento de los tramos de cable XLPE.
- Medida de los sistemas de Puesta a Tierra, aterrizamiento de la pantalla exterior del cable XLPE

5.5. Verificación de la Resistencia de la Malla de Puesta a Tierra

El mantenimiento predictivo para la revisión de la puesta a tierra consiste en:

- Inspección visual de las cámaras donde se encuentran los electrodos de la malla.
- Verificación de la resistencia de la puesta a tierra mediante la utilización del telurómetro.

Los hallazgos encontrados en las labores de mantenimiento predictivo permiten generar acciones correctivas destinadas a preservar los elementos eléctricos que hacen parte del sistema eléctrico en Media Tensión.

El registro de las actividades de mantenimiento preventivo, predictivo y/o correctivo y sus respectivos hallazgos deben ser registradas en el formato FRF.44 Mantenimiento Subestaciones Eléctricas y Redes de Media Tensión.

Los hallazgos encontrados en las actividades de mantenimiento se deben registrar en el formato FRF.44 teniendo en cuenta la siguiente nomenclatura:

Para Transformadores:

- TR - 1: Alta tempereratura en bornes de baja tension.
- TR - 2: Alta tempereratura en bornes de media tension.
- TR - 3: Alta temperatura boveda transformador.
- TR - 4: Fuga de Aceite en radiadores o cuba.
- TR - 5: Empaques del transformador en mal estado.
- TR - 6: Baja resistencia de aislamiento M.T / B.T.
- TR - 7: Baja resistencia de aislamiento B.T. / tierra.
- TR - 8: Baja resistencia de aislamiento M.T / Tierra.
- TR - 9: Falta limpieza de polvo cuba transformador.
- TR - 10: Deficiencia en el aterrizamiento del trasnformador.
- TR - 11: Falta marcacion en los conductores (codigo de colores).
- TR - 12: Riesgo electrico, distancias de aislamiento bornes M.T.
- TR - 13: Falta confinamiento del transformador (Celda cortafuegos).
- TR - 14: Carga desbalanceada.
- TR - 15: Alto contenido de Armonicos.
- TR - 16: Sobretensiones y problemas de calidad de energía.

Para Seccionadores de Corte y Protección en M.T.

- SCC - 1: No tiene bloqueo la puerta.
- SCC - 2: Falta de marcacion de los conductores.
- SCC - 3: Falta de identificacion de la celda.
- SCC - 4: El seccionador no opera correctamente
- SCC - 5: Falta limpieza de ailadores.
- SCC - 6: Corrosión en el mecanismo de disparo

- SCC - 7: Celda en mal estado (Corrosión, Aberturas prohibidas)

Para Redes Eléctricas en Media Tensión

- RMT - 1: Falta lecho de gava en celda de inspeccion.
- RMT - 2: Falta marcacion en los condutores electricos.
- RMT - 3: Falta identificacion de la celda de inspecion.
- RMT - 4: Tapa en mal estado.
- RMT - 5: Celda Inundada, filtraciones severas de humedad.
- RMT - 6: Conductores electricos en mal estado
- RMT - 7: Empalmes electricos en mal estado.
- RMT - 8: Bajo aislameinto de los conductores en M.T.
- RMT - 9: Falta Aterrizamiento de la pantalla cable XLPE.
- RMT - 10: Cable en mal estado, chaqueta rota o con fisuras.
- RMT - 11: Radios de curvatura en los conductores muy cerrados

6. CONTROL DE CAMBIOS

VERSIÓN	FECHA DE APROBACIÓN	DESCRIPCIÓN DE CAMBIOS REALIZADOS
01	Junio 09 de 2010	Creación del documento

+57 305 4175953 | +57 316 270 7523

SAIDI y SAIFI - Indicadores de calidad del servicio

Feb 20, 2020

Protecciones y automatización de sistemas de distribución como Estrategia para mejorar la calidad de servicio



La calidad del servicio en Colombia ha sido medida de acuerdo a diferentes indicadores en la historia reciente pasando de ser medida por los indicadores DES (Duración equivalente de las interrupciones del servicio) y FES (F equivalente de las interrupciones del servicio) de acuerdo a la Resolución 070 de 1998 la CREG, a los indicad (Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad) e ITT (Índice Trimestral de la Discontinuidad por Transforn cuales fueron establecidos por la CREG en la Resolución 097 de 2008 con el fin de tener una mayor grado de **cert condiciones de la calidad del servicio** para cada usuario, ya que el DES y FES medían únicamente las interrupcio circuitos de distribución completos.

En el Año 2018 se publicó la resolución CREG 015 en la cual se hace referencia a los indicadores SAIDI (Duración de las interrupciones percibidas por un usuario) y SAIFI (cantidad de veces promedio que se presenta una interru un Usuario) que son los más utilizados a nivel internacional para medir anualmente la calidad del servicio.

Las metas de largo plazo establecidas por la CREG para los Operadores de Red (OR) se ubican en un valor de S horas/año y un valor de SAIFI con un valor de 9 veces/año. Para medir las metas establecidas, la CREG estableci **factores específicos para cada región del país** basados en las condiciones climáticas, topográficas, tipos de u niveles de tensión entre otros.

Recientemente, en Enero de 2020, la Superintendencia Nacional de Servicios Públicos firmó un acuerdo con la Enel-Codensa con la finalidad de mejorar la calidad del Servicio de 20 municipios de Cundinamarca que son atend empresa operadora. El acuerdo plantea que al 2022 se deben reducir en un 30 por ciento los indicadores de c frecuencia de las interrupciones del servicio de **suministro de energía eléctrica** tomando como año base el 2018 de llegar a 90 horas para los usuarios que presentan indicador del año base menor a 100 horas, reducción del 15 usuarios que presentan interrupciones entre 100 y 200 horas, y reducción del 20% para usuarios que interrupciones superiores a 200 horas.

El Grupo la mayoría de las empresas del Grupo EPM en Colombia han mostrado avances en la reducción de los ind de duración de las interrupciones en el periodo 2015 – 2017:

Saidi	27.50	26.01	25.05
Saifi	25.59	24.21	25.49
ESSA			
Saidi	39.00	32.85	29.09
Saifi	18.00	21.17	22.01
CENS			
Saidi	32.45	40.02	29.18
Saifi	11.11	10.57	15.14
EDEQ			
Saidi	9.70	8.89	8.92
Saifi	13.65	12.62	21.43

Indicadores SAIDI/SAIFI Empresas Grupo EPM 2015-2017

ATA Electric ha participado activamente en Proyectos de mejora de calidad del servicio y aumento de la Calidad d con los OR en Colombia. Algunos de los casos de éxito hacen referencia a:

- Participación de ATA Electric en el proyecto de instalación de Equipos de Telecontrol y mantenimiento de E protección y maniobra para redes de Media tensión hasta 38kV para las zonas de Bogotá y Cundinama empresa Colaboradora de Enel Codensa.
- Con la Electrificadora de Santander, ATA Electric participó activamente en los estudios y definición de la me para la correcta implementación de protecciones en el SDL, en donde estratégicamente fue determinado actividad debía hacer parte de la mejora continua de los indicadores SAIDI y SAIFI acompañada de orientadas a Mantenimiento de Redes y Podas para redes de distribución.

La calidad del servicio puede mejorarse significativamente al definir acciones orientadas a definir, implementar y en campo soluciones protecciones a nivel de **interruptores, reconectadores y fusibles** de red los cuales pu definidos para actuar de forma coordinada o selectiva ante eventuales fallas del sistema y de manera compl posterior a fallas de tipo permanentes implementar suplencias manuales, semiautomáticas o automáticas para ub fallas y recomposición del sistema con elementos de indicación y maniobra como reconectadores, seccion seccionadores bajo carga e indicadores de falla. La implementación de soluciones como las descritas anteriorment realizar maniobras controladas que identifican y seccionan las fallas disminuyendo la cantidad de usuarios afec permitirá a los operadores de red mejorar sus indicadores SAIDI y SAIFI.

Solicita información relacionada con las soluciones que ATA Electric ofrece para mejorar la calidad del servicio en de distribución.



Entrada más

El banco de pruebas ADMS del National Renewable Energy Laboratory - NREL conecta los operadores de red a sistemas de control moderno

Continuar leyendo

Kyland gana Premio Zhan Lu en innovación tecnológica

Continuar leyendo

Redes de comunicación en subestaciones eléctricas

Continuar leyendo

DIRECCIÓN

Carrera 50 # 79-85 Oficina 301,
Bogotá D.C, Colombia

TELÉFONOS

+57 305 4175953
+57 316 2707523

CORREO Y REDES SC

comercial@ataelec

© 2019 Copyright ATA Electric SAS - Diseño y desarrollo por BlueCaribu

Los siete tipos de problemas en el suministro eléctrico

Informe interno 18

Revisión 1

Por Joseph Seymour
Terry Horsley

> Resumen ejecutivo

Muchos de los misterios de las fallas de los equipos, el tiempo de inactividad, el daño de software y de los datos, son resultado de una fuente de alimentación problemática. También existe un problema común para describir de forma estándar los problemas en el suministro eléctrico. Este informe interno describirá los tipos más comunes de perturbaciones energéticas, qué las provoca, qué pueden hacer a sus equipos de misión crítica y cómo proteger sus equipos, utilizando los estándares del IEEE para describir problemas de calidad del suministro.

Contenido

Introducción	2
Transitorios	4
Interrupciones	8
Bajada de tensión / subtensión	10
Aumento de tensión / sobretensión	11
Distorsión de la forma de onda	12
Fluctuaciones de tensión	16
Variaciones de frecuencia	16
Conclusiones	19
Recursos	20
Apéndice	21

APC by Schneider Electric

Introducción

Nuestro mundo tecnológico se ha vuelto totalmente dependiente de la disponibilidad continua de suministro eléctrico.

En la mayoría de los países, el suministro eléctrico comercial se abastece a través de redes nacionales, que interconectan numerosas estaciones generadoras a las cargas.

La red debe abastecer las necesidades básicas nacionales de iluminación, calefacción, refrigeración, aire acondicionado, transporte y residenciales, así como el abastecimiento crítico a comunidades gubernamentales, industriales, financieras, comercia- les, médicas y de comunicaciones. El suministro eléctrico comercial literalmente le permite al mundo moderno actual funcionar a su paso acelerado. La tecnología sofisticada ha penetrado profundamente en nuestros hogares y carreras, y con la llegada del comercio electrónico está cambiando continuamente la forma en la que interactuamos con el resto del mundo.

La tecnología inteligente exige un suministro libre de interrupciones o perturbaciones.

Las consecuencias de los incidentes en el suministro a gran escala están bien documentadas. Un estudio reciente en los Estados Unidos ha demostrado que las firmas industriales y comerciales digitales están perdiendo 45.700 millones de dólares por año a consecuencia de interrupciones en el suministro.

En todos los sectores comerciales, se calcula que se pierden entre 104.000 a 164.000 millones de dólares a consecuencia de las interrupciones, y otros 15 a 24.000 millones de dólares a consecuencia de otros problemas de calidad del suministro.

En los procesos industriales automatizados, líneas enteras de producción pueden descontrolarse, creando situaciones riesgosas para el personal de planta y costoso desperdicio de materiales.

La pérdida de procesamiento en una gran corporación financiera puede costar miles de dólares irrecuperables por minuto de tiempo de inactividad, así como muchas horas posteriores de tiempo de recuperación.

El daño de programas y datos causado por una interrupción en el suministro puede provocar problemas en las operaciones de recuperación de software que puede llevar semanas resolver.

Muchos problemas en el suministro se originan en la red de suministro eléctrico comercial, que con sus miles de millas de líneas de transmisión, está sometida a condiciones climáticas como huracanes, tormentas con rayos, nieve, hielo e inundaciones, junto con fallas de los equipos, accidentes de tráfico y grandes operaciones de conexión.

Asimismo, los problemas en el suministro que afectan a los equipos tecnológicos actuales frecuentemente se generan en forma local dentro de una instalación a partir de diversas situaciones, como construcción local, grandes cargas de arranque, componentes defectuosos de distribución e incluso el típico ruido eléctrico de fondo.

Acordar términos comunes es el primer paso para tratar las perturbaciones energéticas

El uso generalizado de componentes electrónicos en todo lo que nos rodea, desde equipos electrónicos hogareños hasta el control de procesos industriales masivos y costosos, ha hecho que se tome más conciencia sobre la calidad del suministro.

La calidad del suministro, o más específicamente, una perturbación de la calidad del suministro se define en general como cualquier cambio en el suministro (tensión, corriente o frecuencia) que interfiere con el funcionamiento normal del equipo eléctrico.

El estudio de la calidad del suministro y las formas de controlarla es un tema de interés para las empresas proveedoras de electricidad, grandes empresas industriales, negocios e incluso usuarios residenciales.

El estudio se ha intensificado en la medida que los equipos se han vuelto cada vez más sensibles a cambios incluso mínimos en la tensión, corriente y frecuencia del suministro.

Desafortunadamente, se ha utilizado diferente terminología para describir muchas de las perturbaciones energéticas existentes, lo que crea confusión y hace más difícil debatir, estudiar y generar cambios en los problemas actuales de la calidad del suministro de manera eficaz.

El Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) ha intentado abordar este problema, y ha desarrollado un estándar que incluye definiciones de perturbaciones energéticas.

El estándar (Estándar 1159-1995 del IEEE, IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality ["Práctica recomendada por el IEEE para el monitoreo de la calidad del suministro eléctrico"]) describe muchos problemas de la calidad del suministro, de los cuales este informe tratará los más comunes.

¿Cómo podemos observar la electricidad?

La electricidad en el tomacorriente de pared es un fenómeno electromagnético.

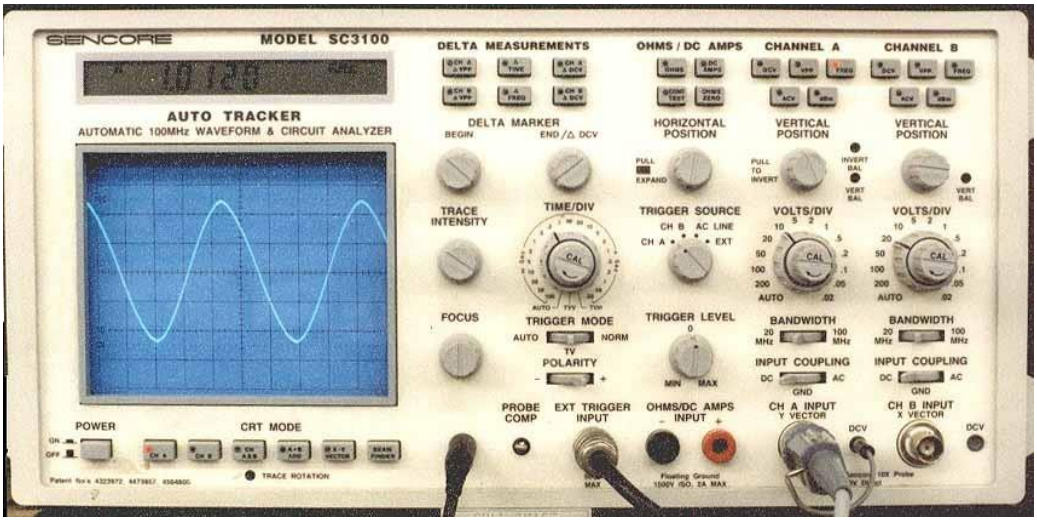
El suministro eléctrico comercial se abastece como corriente alterna (CA), una fuente silenciosa y aparentemente ilimitada de energía que puede generarse en centrales eléctricas, cuya tensión se eleva mediante transformadores y entregarse a cientos de millas a cualquier lugar de la región.

Ver lo que hace esta energía en breves períodos de tiempo puede ayudar a entender lo importante que es que el suministro de CA sea simple y continuo para un funcionamiento confiable de los sistemas sofisticados de los que dependemos.

Un osciloscopio nos permite apreciar cómo se ve esta energía. En un mundo perfecto, el suministro eléctrico de CA comercial aparece como una onda senoidal continua y simétrica, que varía a 50 o 60 ciclos por segundo (Hertz, o Hz) según en qué parte del mundo se encuentre. La **Figura 1** ilustra cómo se vería una onda senoidal promedio de CA en un osciloscopio.

Figura 1

Imagen de UNA onda senoidal en el osciloscopio



La forma de la onda senoidal ilustrada más arriba representa una tensión que cambia de un valor positivo a uno negativo, 60 veces por segundo.

Cuando esta forma de onda fluida cambia de tamaño, forma, simetría o frecuencia, o tiene cortes intermitentes, impulsos, resonancia o baja a cero (aunque sea brevemente), existe una perturbación energética.

En este informe se incluyen diagramas simples representativos de cambios en la forma ideal de la onda senoidal ilustrada más arriba para las siete categorías de perturbaciones en la calidad del suministro que se tratarán.

Como se indicó, ha existido ambigüedad en la industria eléctrica y la comunidad comercial en el uso de terminología para describir las diferentes perturbaciones energéticas. Por ejemplo, un sector de la industria considera que el término “sobretensión” significa un aumento momentáneo de la tensión como el que típicamente provocaría la desconexión de una gran carga. Por otro lado, el uso del término "sobretensión" también puede interpretarse como una tensión transitoria que dura desde microsegundos a solo unos pocos milisegundos con valores de cresta muy altos. Estos últimos se suelen asociar con caídas de rayos y eventos de conexión que crean chispas o arcos entre contactos.

El estándar 1100-1999 del IEEE ha abordado el problema de la ambigüedad en la terminología, y ha recomendado que muchos términos de uso común no sean utilizados en informes y referencias profesionales, dada su incapacidad de describir con precisión la naturaleza del problema. El estándar 1159-1995 del IEEE también aborda este problema con el objetivo de proporcionar una terminología consistente para informar acerca de la calidad del suministro desde la comunidad profesional. Algunos de esos términos ambiguos son los siguientes:

Apagón	Bajada de tensión	Caída de tensión
Sobretensión (*Power surge*)	Suministro limpio	Sobretensión prolongada (*Surge*)
Corte prolongado del servicio	Intermitencia	Suministro sucio
Desplazamiento de la frecuencia	Imperfección técnica	Sobretensión transitoria (*Spike*)
Potencia en estado original	Potencia de la red en su estado original	Parpadeo

Poder hablar con eficacia sobre el suministro, como saber la diferencia entre una interrupción y un transitorio oscilatorio, podría servir de mucho al momento de decidir comprar dispositivos de corrección de suministro. Un error de comunicación puede tener consecuencias costosas cuando se adquiere el dispositivo inadecuado de corrección de suministro para sus necesidades, que incluye tiempos de inactividad, salarios perdidos e inclusive daños en los equipos.

Las perturbaciones en la calidad del suministro definidas por el estándar del IEEE e incluidas en este informe han sido organizadas en siete categorías, según la forma de la onda:

1. Transitorios
2. Interrupciones
3. Bajada de tensión / subtensión
4. Aumento de tensión / sobretensión
5. Distorsión de la forma de onda
6. Fluctuaciones de tensión
7. Variaciones de frecuencia

Este informe se atiene a estas categorías e incluye gráficos, que servirán para aclarar las diferencias entre cada una de las perturbaciones en la calidad del suministro.

1. Transitorios

Los transitorios, que son potencialmente el tipo de perturbación energética más perjudicial, se dividen en dos subcategorías:

1. Impulsivos
2. Oscilatorios

Impulsivos

Los transitorios impulsivos son eventos repentinos de cresta alta que elevan la tensión y/o los niveles de corriente en dirección positiva o negativa. Estos tipos de eventos pueden clasificarse más detenidamente por la velocidad a la que ocurren (rápida, media y lenta). Los

transitorios impulsivos pueden ser eventos muy rápidos (5 nanosegundos [ns] de tiempo de ascenso desde estado estable hasta la cresta del impulso) de una duración breve (menos de 50 ns).

Nota: [1000 ns = 1 s] [1000 s = 1 ms] [1000 ms = 1 segundo]

Un ejemplo de un transitorio impulsivo positivo causado por un evento de descarga electrostática se ilustra en la **Figura 2**.

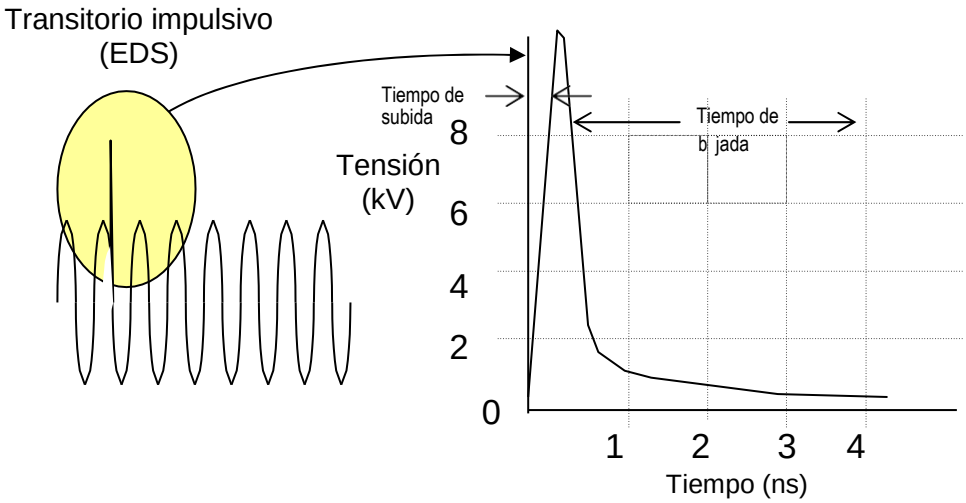


Figura 2

Transitorio impulsivo positivo

El transitorio impulsivo es a lo que se refiere la mayoría de la gente cuando dice que ha ocurrido una sobretensión prolongada o transitoria. Se han utilizado muchos términos diferentes, como caída de tensión, imperfección técnica, sobretensión breve o prolongada, para describir transitorios impulsivos.

Las causas de los transitorios impulsivos incluyen rayos, puesta a tierra deficiente, encendido de cargas inductivas, liberación de fallas de la red eléctrica y ESD (descarga electrostática). Los resultados pueden ir desde la pérdida (o daño) de datos, hasta el daño físico de los equipos. De todas estas causas, el rayo es probablemente la más perjudicial.

El problema de los rayos se reconoce fácilmente al presenciar una tormenta eléctrica. La cantidad de energía que se necesita para iluminar el cielo nocturno sin duda puede destruir equipos sensibles. Más aun, no es necesario un impacto directo de un rayo para causar daños. Los campos electromagnéticos, Figura 3, creados por los rayos, pueden causar gran parte de los daños potenciales al inducir corriente hacia las estructuras conductivas cercanas.

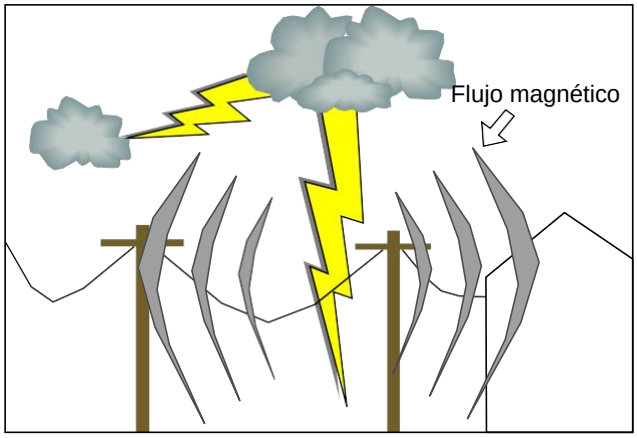


Figura 3

Campo magnético creado por UNA caída de rayo

Dos de los métodos de protección más viables contra los transitorios impulsivos consisten en la eliminación de la ESD potencial, y el uso de dispositivos de supresión de sobretensiones (popularmente conocidos como Supresores de sobretensión transitoria: TVSS, o Dispositivo de protección contra sobretensiones: SPD).

Mientras que una ESD puede generar un arco en su dedo sin causarle daño, más allá de provocarle una leve sorpresa, es más que suficiente para quemar toda la tarjeta madre de una computadora y hacer que no funcione más. En los centros de datos, instalaciones de fabricación de tarjetas de circuito impreso o ambientes similares donde las tarjetas de circuito impreso están expuestas a la manipulación humana, es importante disipar el potencial de que ocurra una ESD. Por ejemplo, casi cualquier entorno apropiado de un centro de datos requiere acondicionar el aire en el ambiente. Acondicionar el aire no es simplemente enfriarlo para ayudar a eliminar el calor de los equipos del dentro de datos, sino también regular la cantidad de humedad en el aire. Mantener la humedad en el aire entre un 40-55% disminuirá el potencial de que ocurra una ESD. Probablemente usted ha experimentado cómo afecta la humedad el potencial de una ESD si ha pasado un invierno (cuando el aire es muy seco) en que al arrastrar los pies con medias en una alfombra se produce inesperadamente un tremendo arco desde el dedo de la mano hasta la manija de la puerta que iba a abrir, o no inesperadamente si iba a tocar la oreja de alguna persona. Otra cosa que verá en los ambientes de tarjetas de circuito impreso, como vería en cualquier negocio pequeño de reparación de computadoras, son accesorios y equipamiento para mantener el cuerpo humano con descarga a tierra. Estos equipamientos incluyen muñequeras, tapetes y escritorios antiestáticos y calzado antiestático. La mayoría de estos accesorios y equipamientos están conectados a un cable conectado a la estructura del establecimiento, lo que protege al personal contra choques eléctricos y también disipa una posible ESD a tierra.

Los SPD se utilizan desde hace muchos años. Estos dispositivos aún se utilizan en la actualidad en los sistemas de la red eléctrica –además de los dispositivos para grandes instalaciones y centros de datos– como también para uso diario en negocios pequeños y hogares; su rendimiento mejora con los adelantos en la tecnología de varistores de óxido metálico (MOV). Los MOV permiten una supresión consistente de los transitorios impulsivos, los aumentos de tensión y otras condiciones de alta tensión, y pueden combinarse con dispositivos de disparo térmico como disyuntores, termistores, y otros componentes como tubos de gas y tiristores. En algunos casos los circuitos de los SPD se incorporan en los dispositivos eléctricos, como fuentes de alimentación de computadoras con capacidades de supresión incorporadas. En forma más común se utilizan en dispositivos independientes de supresión de sobretensión, o se incluyen en UPS para brindar supresión de sobretensión y alimentación a batería de emergencia en caso de que ocurra una interrupción (o cuando los niveles de suministro se encuentran fuera de los límites de las condiciones de suministro nominales o seguras).

La conexión en cascada de los dispositivos SPD y UPS es el método más efectivo de protección contra las perturbaciones energéticas para los equipos electrónicos. Utilizando esta técnica, un dispositivo SPD se coloca en la entrada de servicio y se dimensiona para disipar gran parte de la energía proveniente de cualquier transitorio entrante. Los posteriores dispositivos en el subpanel eléctrico y en el equipo sensible en sí mismo bloquean la tensión a un nivel que no daña ni perturba al equipo. Debe prestarse especial atención al dimensionamiento tanto del valor nominal de la tensión como del valor nominal de disipación de energía de estos dispositivos, y a la coordinación de los mismos para un funcionamiento eficaz. Asimismo debe prestarse atención a cuán efectivo es el dispositivo de supresión de sobretensión en el caso de que el MOV alcance el punto de falla. Mientras que un MOV es consistente en sus capacidades de supresión de sobretensión a lo largo del tiempo, igual se degrada con el uso, o puede fallar si se excede su tasa de supresión efectiva. Es importante que si el MOV alcanza el punto en que ya no resulta útil, los SPD tengan la capacidad de cortar el circuito y evitar que cualquier anomalía perjudicial del suministro llegue a los equipos que protege. Para mayor información sobre este tema, consultar el Informe interno N° 85 de APC, *Protección contra transitorios en la línea de datos*.

Recursos
APC Informe interno 85
Protección contra transitorios en la línea de datos

Oscilatorios

Un transitorio oscilatorio es un cambio repentino en la condición de estado estable de la tensión o la corriente de una señal, o de ambas, tanto en los límites positivo como negativo de la señal, que oscila a la frecuencia natural del sistema. En términos simples, el transitorio hace que la señal de suministro produzca un aumento de tensión y luego una bajada de tensión en forma alternada y muy rápida. Los transitorios oscilatorios suelen bajar a cero dentro de un ciclo (oscilación descendente).

Estos transitorios ocurren cuando uno conmuta una carga inductiva o capacitiva, como un motor o un banco de capacitores. El resultado es un transitorio oscilatorio porque la carga resiste el cambio. Esto es similar a lo que ocurre cuando uno cierra de repente un grifo que fluía con rapidez y oye un golpeteo en la cañería. El agua que fluye resiste el cambio, y ocurre el equivalente en fluido de un transitorio oscilatorio.

Por ejemplo, al apagar un motor en rotación, se comporta brevemente como un generador a medida que pierde energía, por lo que produce electricidad y la envía a través de la distribución eléctrica. Un sistema de distribución eléctrica grande puede actuar como un oscilador cuando se conecta o desconecta el suministro, dado que todos los circuitos poseen alguna inductancia inherente y capacitancia distribuida que brevemente se energiza en forma descendente.

Cuando los transitorios oscilatorios aparecen en un circuito energizado, generalmente a consecuencia de operaciones de conexión de la red eléctrica (especialmente cuando los bancos de capacitores se conectan automáticamente al sistema), pueden ser muy perturbadores para los equipos electrónicos. La **Figura 4** ilustra un transitorio oscilatorio típico de baja frecuencia atribuible a la energización de los bancos de capacitores.

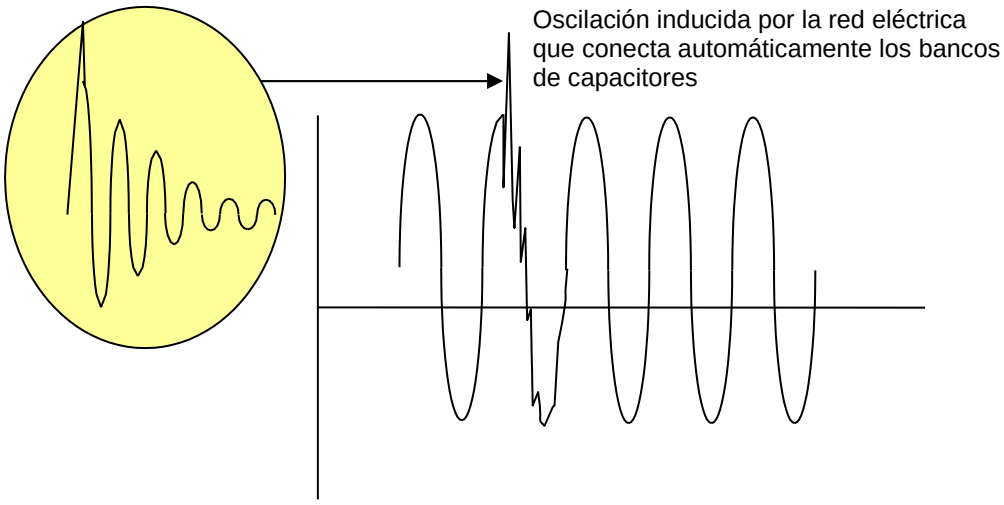


Figura 4
Transitorio oscilatorio

El problema más reconocido asociado con la conexión de capacitores y su transitorio oscilatorio es el disparo de controles de velocidad automáticos (ASD). El transitorio relativamente lento provoca una elevación en la tensión de enlace de CC (la tensión que controla la activación del ASD) que hace que el mecanismo se dispare fuera de línea con una indicación de sobretensión.

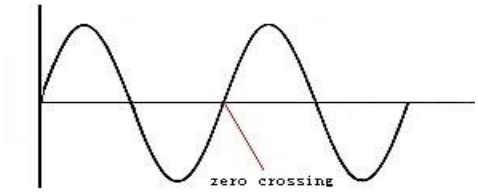
Una solución común para el disparo de los capacitores es la instalación de reactores o bobinas de choque de línea que amortiguan el transitorio oscilatorio a un nivel manejable. Estos reactores pueden instalarse delante del mecanismo o sobre el enlace de CC y están

disponibles como una característica estándar o como una opción en la mayoría de los ASD. (Nota: los dispositivos ASD se desarrollarán con mayor detalle en la sección de interrupciones incluida más adelante).

Otra solución incipiente para los problemas de transitorios en la conexión de capacitores es el interruptor de cruce por cero. Cuando el arco de una onda senoidal desciende y alcanza el nivel cero (antes de transformarse en negativa), esto se conoce como cruce por cero, como se ilustra en la **Figura 5**. Un transitorio causado por la conexión de capacitores tendrá una magnitud mayor cuanto más lejos ocurra la conexión de la sincronización de cruce por cero de la onda senoidal. Un Interruptor de cruce por cero soluciona este problema al monitorear la onda senoidal para asegurarse de que la conexión de los capacitores ocurra lo más cerca posible a la sincronización de cruce por cero de la onda senoidal.

Figura 5

CRUCE por cero



Obviamente, los sistemas UPS y MOV son también muy eficaces para reducir los daños que puedan causar los transitorios oscilatorios, especialmente entre los equipos comunes de procesamiento de datos, como las computadoras en red. Sin embargo, los dispositivos MOV y UPS a veces no pueden evitar las ocurrencias de transitorios oscilatorios entre sistemas que sí puede evitar un Interruptor de cruce por cero y/o dispositivo tipo bobina de choque en equipos especializados, como la maquinaria de plantas de fabricación y sus sistemas de control.

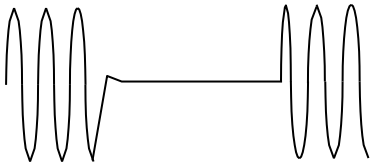
2. Interrupciones

Una interrupción (**Figura 6**) se define como la pérdida total de tensión o corriente. Según su duración, una interrupción se clasifica como instantánea, momentánea, temporal o sostenida. El rango de duración para los tipos de interrupción es el siguiente:

Instantánea	0,5 a 30 ciclos
Momentánea	30 ciclos a 2 segundos
Temporal	2 segundos a 2 minutos
Sostenida	mayor a 2 minutos

Figura 6

Interrupción momentánea



Las causas de las interrupciones pueden variar, pero generalmente son el resultado de algún tipo de daño a la red de suministro eléctrico, como caídas de rayos, animales, árboles, accidentes vehiculares, condiciones atmosféricas destructivas (vientos fuertes, gran cantidad de nieve o hielo sobre las líneas, etc.), falla de los equipos o disparo del disyuntor básico.

Mientras que la infraestructura de la red eléctrica está diseñada para compensar automáticamente muchos de estos problemas, no es infalible.

Uno de los ejemplos más comunes de lo que puede causar una interrupción en los sistemas de suministro eléctrico comercial son los dispositivos de protección de la red eléctrica, como los reconectores o reconectadores automáticos de circuito.

Los reconectadores determinan la duración de la mayoría de las interrupciones, según la naturaleza de la falla. Los reconectores son dispositivos utilizados por las empresas públicas de electricidad para detectar el aumento de la corriente proveniente de un cortocircuito en la infraestructura de la red eléctrica, y para desconectar el suministro cuando esto ocurre.

Luego de un tiempo fijo, el reconector devolverá el suministro, en un intento de eliminar el material que crea el cortocircuito (este material suele ser una rama de un árbol, o un animal pequeño atrapado entre la línea y la descarga a tierra).

Usted probablemente haya experimentado una interrupción si se cortó la electricidad en su casa (todas las luces y equipos electrónicos), y volvió pocos minutos más tarde mientras está prendiendo velas. Obviamente, que se corte la electricidad en su casa, aun si el corte dura toda la noche, puede ser solo un inconveniente, pero para los negocios puede ocasionar grandes gastos.

Una interrupción, ya sea instantánea, momentánea, temporal o sostenida, puede causar trastornos, daños y tiempo de inactividad, desde el usuario hogareño hasta el usuario industrial. Un usuario de computadora en el hogar o de una pequeña empresa podría perder datos valiosos cuando se daña la información por la pérdida de suministro al equipo.
Probablemente más prejudicial es la pérdida que puede sufrir el cliente industrial a consecuencia de las interrupciones. Muchos procesos industriales cuentan con el movimiento constante de ciertos componentes mecánicos. Cuando estos componentes se apagan repentinamente a consecuencia de una interrupción, esto puede causar daños a los equipos y destrucción del producto, así como el costo asociado con el tiempo de inactividad, limpieza y nueva puesta en marcha. Por ejemplo, cuando un cliente industrial que produce hilados experimenta una interrupción momentánea, puede provocar el "escape" del proceso de extrusión de hilado, dando como resultado un excesivo desperdicio y tiempo de inactividad. El hilado debe ser extruido a una velocidad y consistencia determinadas para que el producto final sea de la calidad y tipo esperados. El hilado fuera de las especificaciones debe quitarse de la hiladora y las líneas de hilado deben rearmarse. Como puede imaginarse, esto insume un gran esfuerzo y genera enormes tiempos de inactividad. Asimismo existen desperdicios a consecuencia de una cierta cantidad de hilado arruinado.

Las soluciones para evitar las interrupciones varían tanto en eficiencia como en costo. El primer esfuerzo debería ser eliminar o reducir la probabilidad de problemas potenciales. Obviamente, el buen diseño y mantenimiento de los sistemas de la red eléctrica resultan esenciales. Esto asimismo se aplica al diseño de sistema del cliente industrial, que fre-

cuentemente es tan extensivo y vulnerable como el sistema de la red eléctrica.

Una vez reducido el potencial de problemas, se necesitan equipos o métodos de diseño adicionales para permitir que los equipos o el proceso del cliente resistan (permanezcan funcionando en forma constante durante perturbaciones en la calidad del suministro) o que se reinicien después (y durante) interrupciones inevitables. Los dispositivos de reducción más comunes empleados son los sistemas de energía ininterrumpibles (UPS), los motogeneradores, y el uso de técnicas de diseño de sistemas que aprovechan los sistemas redundantes y el almacenamiento de energía. Cuando se corta la electricidad, estas formas de energía alternativa pueden solucionar el problema. Cualquier persona que haya tenido una computadora portátil ha visto un ejemplo de esto. Cuando se enchufa la computadora portátil, recibe la energía desde el tomacorriente de pared y un poco de energía pasa a la batería interna de la computadora portátil para cargarla. Cuando se desenchufa la computadora portátil, la batería instantáneamente se encarga de suministrarle energía continua a la computadora. Recientes adelantos en la tecnología de encendido han permitido que se utilicen sistemas de almacenamiento de energía de reserva en menos de medio ciclo.

El término "interrupción sostenida" describe una situación en un sistema de red eléctrica comercial en el que los dispositivos automáticos de protección, por la naturaleza de la falla, no pueden devolver el suministro, y es necesaria una intervención manual. Esta terminología

describe la situación con más precisión, en lugar del término “corte” utilizado comúnmente. El término “corte” en realidad se refiere al estado de un componente en el sistema que ha dejado de funcionar como se esperaba (Estándar 100-1992 del IEEE).

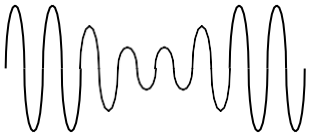
Probablemente sea seguro decir que se está experimentando una interrupción sostenida si el suministro falta desde hace más de dos minutos, y poco después llegan camiones de la empresa de electricidad para reparar las líneas externas de la red eléctrica.

3. Bajada de tensión/subtensión

Una bajada de tensión (**Figura 7**) es una reducción de la tensión de CA a una frecuencia dada con una duración de 0,5 ciclos a 1 minuto. Las bajadas de tensión suelen ser provocadas por fallas del sistema, y frecuentemente también son el resultado de encender cargas con altas demandas de corriente de arranque.

Figura 7

Bajada de tensión



Las causas comunes de las bajadas de tensión incluyen el encendido de grandes cargas (como la que se puede ver cuando se activa por primera vez una unidad grande de aire acondicionado) y la liberación remota de fallas por parte de los equipos de la red eléctrica.

En forma similar, el arranque de grandes motores dentro de una planta industrial puede dar como resultado una caída significativa de la tensión (bajada de tensión). Un motor puede consumir seis veces su corriente nominal, o más, al momento del arranque.

La creación de una gran carga eléctrica repentina como esta seguramente cause una caída significativa de tensión en el resto del circuito en que reside. Imagine si una persona abriera todos los grifos de agua de su casa mientras usted se está bañando. El agua probablemente saldría fría y bajaría la presión del agua. Obviamente, para solucionar este problema, podría tener un segundo calentador de agua solo para la ducha. Lo mismo se aplica a los circuitos con grandes cargas de arranque que crean un gran consumo de corriente de entrada.

Aunque puede ser la solución más eficaz, agregar un circuito dedicado para cargas con grandes corrientes de arranque tal vez no siempre sea práctico o económico, especialmente si un establecimiento completo tiene muchas cargas con grandes corrientes de arranque. Otras soluciones para las cargas con grandes corrientes de arranque incluyen métodos alternativos de suministro de corriente que no cargan el resto de la infraestructura eléctrica en el arranque de motores, como arrancadores de tensión reducida, ya sea con autotransformadores o configuraciones de estrella/delta. También está disponible un arrancador suave del tipo estado sólido, eficaz para reducir la bajada de tensión cuando arranca un motor. Más recientemente, se han utilizado mecanismos de velocidad regulable (ASD), que varían la velocidad de un motor de acuerdo con la carga (junto con otros usos), para controlar el proceso industrial en forma más eficiente y económica, y como beneficio adicional, solucionan el problema de arrancar grandes motores.

Como se mencionó en la sección de interrupciones, el intento de la infraestructura de la red eléctrica de liberar las fallas remotas puede causar problemas a los usuarios finales. Cuando este problema es más evidente, se ve como una interrupción. Sin embargo, también puede manifestarse como una bajada de tensión para problemas que se liberan más rápidamente o que se repiten en forma momentánea. Algunas de las mismas técnicas que se utilizaron para abordar las interrupciones pueden utilizarse para abordar las bajadas de tensión: equipos UPS, motogeneradores, y técnicas de diseño de sistema. Sin embargo, algunas veces los daños causados por bajadas de tensión no son evidentes hasta que se observan los resultados en el

tiempo (equipos y datos dañados, errores en el procesamiento industrial).

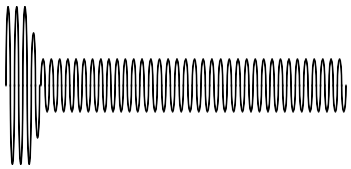
Aunque es un servicio que aún se encuentra en una etapa temprana, actualmente algunas redes eléctricas brindan análisis de bajada de tensión de procesos industriales como un servicio de valor agregado a sus clientes. Puede hacerse un análisis de bajada de tensión para determinar a qué niveles de bajada de tensión los equipos pueden o no pueden funcionar. A medida que se realizan estudios y se identifican estos puntos débiles, se recolecta, analiza y reporta la información a los fabricantes de equipos, de forma tal que puedan mejorar la capacidad de resistencia de sus equipos.

Subtensión

Las subtensiones (**Figura 8**) son el resultado de problemas de larga duración que crean bajadas de tensión. La expresión “bajada de tensión” ha sido utilizada comúnmente para describir este problema, y ha sido reemplazada por el término subtensión. La bajada de tensión es ambigua porque también se refiere a la estrategia de entrega de suministro eléctrico comercial durante períodos de alta demanda prolongada. Las subtensiones pueden crear el sobrecalentamiento de motores, y pueden conducir a la falla de cargas no lineales como fuentes de alimentación de computadoras. La solución de las bajadas de tensión también se aplica a las subtensiones. Sin embargo, una UPS con capacidad de regular tensión mediante el uso de un inversor antes de utilizar energía de batería, evitará la necesidad de reemplazar tan frecuentemente las baterías de la UPS. Lo que es más importante, si una subtensión permanece constante, puede ser señal de una falla grave del equipo, de un problema de configuración, o de la necesidad de verificar el suministro de la red eléctrica.

Figura 8

Subtensión

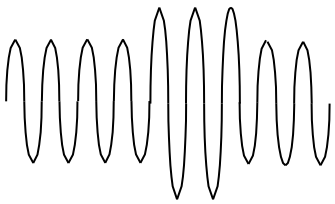


4. Aumento de tensión / sobre-tensión

Una oleada de tensión (**Figura 9**) es la forma inversa de una bajada de tensión, y tiene un aumento en la tensión de CA con una duración de 0,5 ciclos a 1 minuto. En el caso de los aumentos de tensión, son causas comunes las conexiones neutras de alta impedancia, las reducciones repentinas de carga (especialmente de cargas grandes) y una falla monofásica sobre un sistema trifásico.

Figura 9

Aumento de tensión



El resultado puede ser errores de datos, parpadeo de luces, degradación de contactos eléctricos, daño a semiconductores en equipos electrónicos y degradación del aislamiento. Los acondicionadores de línea de suministro, los sistemas UPS, y los transformadores de “control” ferrorresonante son soluciones comunes.

Al igual que las bajadas de tensión, los aumentos de tensión pueden no ser evidentes hasta que se ven sus consecuencias, Poseer dispositivos UPS y/o de acondicionamiento de energía que también monitorean y registran los eventos energéticos entrantes ayudará a medir el momento y la frecuencia con que ocurren estos eventos.

Sobretensión

Las sobretensiones (**Figura 10**) pueden ser el resultado de problemas de larga duración que crean aumentos de tensión.

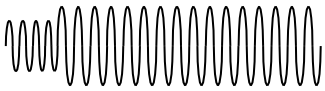
Una sobretensión puede considerarse un aumento de tensión prolongado.

Las sobretensiones también son comunes en áreas donde los valores de referencia de los taps del transformador de suministro están mal configurados y se han reducido las cargas.

Esto es común en regiones estacionales donde las comunidades reducen el uso de energía fuera de temporada y aún se está suministrando la capacidad de energía para la parte de la estación de alto uso, aun cuando la necesidad de suministro es mucho más pequeña. Es como poner el dedo pulgar sobre el extremo de una manguera de jardín. La presión aumenta porque el orificio por donde sale el agua se ha achicado, aun cuando la cantidad de agua que sale de la manguera sigue siendo la misma.

Las condiciones de sobretensión pueden crear un consumo de alta corriente y pueden provocar el disparo innecesario de los disyuntores de aguas abajo, además de sobrecalentar y sobreexigir a los equipos.

Figure 10
Sobretensión



Dado que una sobretensión es en realidad simplemente un aumento de tensión constante, la misma UPS o el equipo de acondicionamiento que funciona para los aumentos de tensión funcionará para las sobretensiones. Sin embargo, si la alimentación entrante se encuentra constantemente en una condición de sobretensión, también puede ser necesario corregir el suministro de la red a su establecimiento.

Los mismos síntomas de los aumentos de tensión también se aplican a las sobretensiones. Dado que las sobretensiones pueden ser más constantes, el calor excesivo puede ser una indicación externa de una sobretensión.

Los equipos (bajo condiciones ambientales y de uso normales), que normalmente producen una cierta cantidad de calor, de repente pueden aumentar su salida calorífica debido al estrés causado por una sobretensión. Esto puede ser perjudicial en un entorno de centro de datos sumamente compacto. El calor y sus efectos sobre los centros de datos actuales, con sus entornos sumamente compactos como los que alojan servidores Blade, es un tema que preocupa mucho a la comunidad informática.

5. Distorsión de la forma de onda

Existen cinco tipos principales de distorsión de forma de onda:

1. Desplazamiento por CC
2. Armónicas
3. Interarmónica
4. Corte intermitente
5. Ruido

Desplazamiento de CC

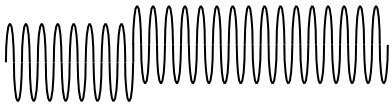
La corriente continua (CC) puede inducirse a un sistema de distribución de CA, frecuentemente a consecuencia de la falla de rectificadores dentro de las diversas tecnologías de conversión CA a CC que han proliferado en los equipos modernos.

La CC puede trasponer el sistema de suministro de CA y agregar corriente indeseada a dispositivos que ya están funcionando a su nivel nominal. El sobrecalentamiento y la saturación de los transformadores pueden ser el resultado de la circulación de corrientes CC.

Cuando un transformador se satura no solamente se calienta sino que además es incapaz de entregar toda su potencia a la carga, y la subsiguiente distorsión de forma de onda puede crear una mayor inestabilidad en los equipos de carga electrónica. Un desplazamiento de CC se ilustra en la **Figura 11**.

Figura 11

Desplazamiento por CC



La solución a los problemas de desplazamiento por CC es reemplazar el equipo defectuoso que es la fuente del problema.

Poseer equipos muy modulares y reemplazables por el usuario puede incrementar enormemente la facilidad de resolver los problemas de desplazamiento por CC causados por un equipo defectuoso, con un costo menor del que suele necesitarse para mano de obra de reparación especializada.

Armónicas

La distorsión armónica (**Figura 12**) es la corrupción o distorsión de la onda senoidal fundamental a frecuencias que son múltiplos de la fundamental (por ejemplo, 180 Hz es la tercera armónica de una frecuencia fundamental de 60 Hz; 3 x 60 = 180).

Los síntomas de problemas de las armónicas incluyen transformadores, conductores neutros y otros equipos de distribución eléctrica sobrecalentados, así como el disparo de disyuntores y la pérdida de sincronización en los circuitos de cronometraje que dependen de un disparador de onda senoidal limpia en un punto de cruce por cero.

La distorsión armónica era un problema importante de los equipos informáticos, por la naturaleza de las fuentes conmutadas de alimentación (SMPS). Estas cargas no lineales, y muchos otros diseños capacitivos, en lugar de tomar corriente sobre cada medio ciclo total, detectan la alimentación en cada cresta positiva y negativa de la onda de tensión. La corriente de retorno, dado que es solamente breve (aproximadamente 1/3 de un ciclo) se combina en el conductor neutro con todos los otros retornos de las SMPS utilizando cada una de las tres fases en el sistema típico de distribución. En lugar de restar, los pulsos de corriente en el neutro se suman, y crean corrientes en el conductor neutro muy altas, a un máximo teórico de 1,73 veces la corriente máxima de fase. Un conductor neutro sobrecargado puede conducir a tensiones extremadamente altas sobre las ramas de distribución de energía, lo que provoca grandes daños a los equipos conectados. Al mismo tiempo, la carga de estos SMPS múltiples se toma en las crestas de cada medio ciclo de tensión, lo que frecuentemente ha llevado a la saturación y consecuente sobrecalentamiento del transformador.

Otras cargas que contribuyen a este problema son los mecanismos de motores de velocidad variable, los reactores de iluminación y los grandes sistemas UPS legados.

Los métodos utilizados para mitigar este problema han incluido el sobredimensionamiento de los conductores neutros, la instalación de transformadores de factor k y los filtros de armónicas.

Estimulado por la importante expansión de la industria informática en la última década, el diseño de las fuentes de alimentación de equipos de IT ha mejorado mediante estándares internacionales.

Un cambio importante compensa el estrés de la infraestructura eléctrica provocado últimamente por grandes clusters de fuentes de alimentación de equipos de IT que contribuyen a corrientes excesivas de armónicas dentro de una instalación.

Muchas fuentes de alimentación de nuevos equipos informáticos han sido diseñadas con fuentes de alimentación con corrección de factor de potencia que funcionan como cargas lineales sin armónicas. Estas fuentes de alimentación no producen una corriente residual de armónicas.

Figura 12

Distorsión armónica típica de la forma de onda



Interarmónica

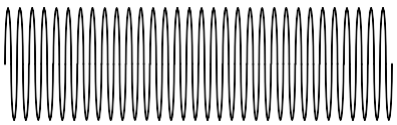
La distorsión interarmónica (**Figura 13**) es un tipo de distorsión de forma de onda que suele ser el resultado de una señal sobrepuesta en la señal de tensión por equipos eléctricos como convertidores de frecuencia estáticos, motores de inducción y dispositivos de generación de arco.

Los cicloconvertidores (que controlan grandes motores lineales utilizados en equipos laminadores, cementeros y mineros) crean algunos de los problemas más importantes de las fuentes de alimentación interarmónica. Estos dispositivos transforman la tensión de potencia en una tensión de CA de una frecuencia menor o mayor que la de la frecuencia de suministro.

El efecto más notable de la interarmónica es el parpadeo visual de monitores y luces incandescentes, además de causar un posible calentamiento e interferencia en las comunicaciones.

Figura 13

Distorsión interarmónica de la forma de onda



Las soluciones para la interarmónica incluyen filtros, sistemas UPS y acondicionadores de línea

Corte intermitente

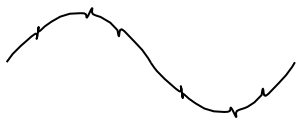
El corte intermitente (Figura 14) es una perturbación periódica de la tensión causada por dispositivos electrónicos, como controles de velocidad variable, atenuadores de luz y soldadores por arco durante el funcionamiento normal.

Este problema podría describirse como un problema de impulso transitorio, pero dado que los cortes intermitentes son periódicos en cada medio ciclo, el corte intermitente se considera un problema de distorsión de la forma de onda.

Las consecuencias usuales del corte intermitente son el paro total del sistema, la pérdida de datos y los problemas de transmisión de datos.

Figura 14

Corte intermitente



Una solución de los cortes intermitentes es trasladar la carga lejos del equipo que causa el problema (de ser posible).

Las UPS y los equipos de filtrado también son soluciones viables para los cortes intermitentes, si el equipo no puede ser trasladado.

Ruido

El ruido (Figura 15) es una tensión indeseada o corriente sobrepuesta en la tensión del sistema de energía eléctrica o forma de onda de la corriente.

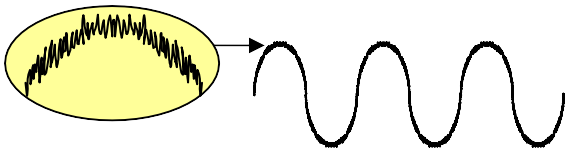
El ruido puede ser generado por dispositivos electrónicos alimentados eléctricamente, circuitos de control, soldadores por arco, fuentes de alimentación para conexiones, transmisores radiales, etc.

Los sitios con conexiones de puesta a tierra deficientes hacen que el sistema sea más susceptible al ruido.

El ruido puede causar problemas técnicos a los equipos como errores de datos, mal funcionamiento de los equipos, falla de componentes de largo plazo, falla del disco duro, y monitores con video distorsionado.

Figura 15

RUIDO



Existen muchos enfoques diferentes para controlar el ruido, y algunas veces resulta necesario utilizar varias técnicas diferentes en forma conjunta para lograr el resultado requerido. Algunos métodos son los siguientes:

- Aislar la carga mediante una UPS.
- Instalar un transformador de aislamiento blindado y con puesta a tierra.
- Reubicar la carga lejos de la fuente de interferencia.
- Instalar filtros de ruido.
- Blindar los cables

El daño de datos es uno de los resultados más comunes del ruido.

La EMI (Interferencia electromagnética) y la RFI (Interferencia de radiofrecuencia) pueden crear inductancia (corriente y tensión inducidas) en los sistemas que transportan datos, como se ilustra en la Figura 16. Dado que los datos viajan en formato digital (unos y ceros representados por tensión o falta de tensión), el exceso de tensión por sobre los niveles operativos de los datos pueden dar la apariencia de datos que no corresponden o viceversa.

Un ejemplo clásico de ruido creado por la inductancia es cuando el cableado de la red se extiende a través de un cielorraso y cruza luces fluorescentes. La iluminación fluorescente produce una cantidad significativa de EMI, que si está muy próxima al cableado de red puede causar datos erróneos.

Esto también puede ocurrir comúnmente cuando el cableado de red está tendido muy cerca de líneas de potencia de alta capacidad.

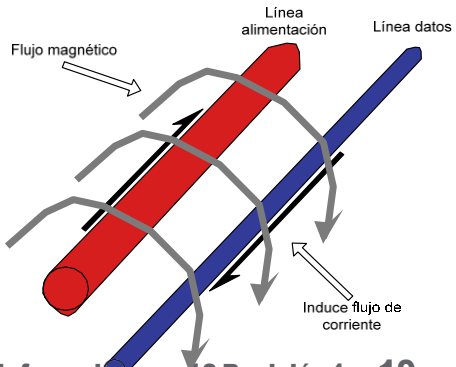


Figura 16

INDUCCIÓN

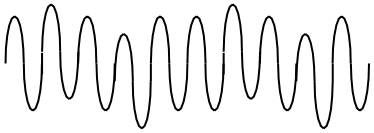
6. Fluctuaciones de tensión

Dado que las fluctuaciones de tensión son fundamentalmente diferentes del resto de las anomalías de la forma de onda, se ubican en una categoría aparte.

Una fluctuación de tensión (**Figura 17**) es una variación sistemática de la forma de onda de tensión o una serie de cambios aleatorios de tensión, de pequeñas dimensiones, concretamente entre 95 y 105% del valor nominal a una frecuencia baja, en general por debajo de 25 Hz.

Figura 17

FLUCTUACIONES de la tensión



Cualquier carga que exhiba variaciones significativas de corriente puede causar fluctuaciones de tensión. Los hornos de arco son la causa más común de fluctuación de tensión en el sistema de transmisión y distribución. Un síntoma de este problema es el parpadeo de luces incandescentes.

La eliminación de la carga problemática, el traslado del equipo sensible o la instalación de acondicionadores de línea de alimentación o dispositivos UPS son métodos para resolver este problema.

7. Variaciones de frecuencia

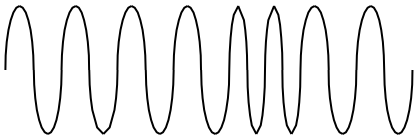
La variación de frecuencia (Figura 18) es muy poco común en sistemas estables de la red eléctrica, especialmente sistemas interconectados a través de una red.

Cuando los sitios poseen generadores dedicados de reserva o una infraestructura pobre de alimentación, la variación de la frecuencia es más común, especialmente si el generador se encuentra muy cargado.

Los equipos informáticos suelen ser tolerantes, y generalmente no se ven afectados por corrimientos menores en la frecuencia del generador local. Lo que se vería afectado sería cualquier dispositivo con motor o dispositivo sensible que dependa del ciclado regular estable de la alimentación a lo largo del tiempo. Las variaciones de frecuencia pueden lograr que un motor funcione más rápido o más lento para equiparar la frecuencia de la alimentación de entrada. Esto haría que el motor funcionara ineficazmente y/o provocaría más calor y degradación del motor a través de una mayor velocidad del motor y/o un consumo adicional de corriente.

Figura 18

Variaciones de la FRECUENCIA



Para corregir este problema, se debe evaluar y luego reparar, corregir o reemplazar todos los generadores de alimentación y otras fuentes de alimentación que provoquen la variación de frecuencia.

Desbalance en la tensión

Una tensión desbalanceada no es un tipo de distorsión de forma de onda. Sin embargo, dado que resulta esencial estar al tanto de los desbalances de tensión cuando se evalúan problemas de calidad del suministro, el tema amerita un tratamiento en este informe.

En palabras simples, una tensión desbalanceada (como el nombre implica) es cuando las tensiones suministradas no son iguales.

Aunque estos problemas pueden ser causados por un suministro eléctrico externo, la fuente común del desbalance de tensión es interno, y causada por cargas en la instalación. Más específicamente, se sabe que esto ocurre en los sistemas de distribución eléctrica trifásicos, en los que una de las ramas suministra energía a un equipo monofásico, mientras que el sistema también suministra energía a las cargas trifásicas.

En general, un desbalance se muestra como calentamiento, especialmente en motores de estado sólido. Desequilibrios mayores pueden causar un excesivo calor a los componentes del motor, y la falla intermitente de los controladores del motor.

Una forma rápida de evaluar el estado del desbalance de la tensión es tomar la diferencia entre la tensión más alta y más baja de las tres fases de alimentación. Este número no debe exceder el 4% de la tensión más baja.

Se indica a continuación un ejemplo de esta forma rápida de obtener una valoración simple del desbalance de tensión en un sistema.

Ejemplo:

Primera fase de alimentación:	220 V
Segunda fase de alimentación:	225 V
Tercera fase de alimentación:	230 V
Tensión más baja:	220 V

4% de 220 V = **8,8 V**

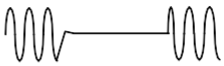
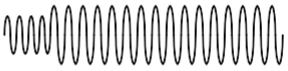
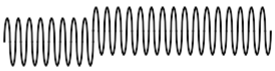
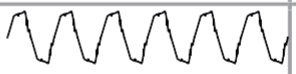
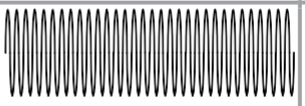
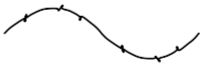
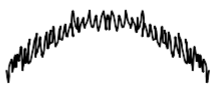
Diferencia entre la tensión más alta y más baja: **10 V**

10 V > 8,8 V – ¡desbalance demasiado grande!

Corregir los desbalances de tensión implica reconfigurar las cargas, o hacer cambios en la red eléctrica a las tensiones entrantes (si el desequilibrio no es causado por cargas internas).

La **Tabla 1** resume las perturbaciones eléctricas tratadas y brinda posibles soluciones para mitigar los efectos que pueden tener estos problemas en las operaciones comerciales.

Tabla 1 *Resumen de las perturbaciones con soluciones*

Categoría de la perturbación	Forma de la onda	Efectos	Posibles causas	Posibles soluciones
1. Transitorios				
Impulsiva		Pérdida de datos, posibles daños, paro del sistema	Rayos, ESD, impulsos de conexión, liberación de fallas de la red	TVSS, mantener humedad entre 35-50%
Oscilatoria		Pérdida de datos, posibles daños	Desconexión de cargas inductivas / capacitivas	TVSS, UPS, reactores/bobinas de choque, interruptor de cruce por cero
2. Interrupciones				
Inverter		Pérdida de datos, posibles daños, cierre	Conmutación, fallas de la red, disparo de disyuntores, fallas de componentes	UPS
3. Bajada de tensión / subtensión				
Bajada de tensión		Paro del sistema, pérdida de datos, cierre	Cargas de arranque, fallas	Acondicionador de energía, UPS
Subtensión		Paro del sistema, pérdida de datos, cierre	Fallas de la red, cambios de carga	Acondicionador de energía, UPS
4. Aumento de tensión / sobretensión				
Aumento de tensión		Disparo por interferencia, daños al equipo/vida reducida	Cambios de carga, fallas de la red	Acondicionador de energía, UPS, transformadores de "control" ferrorresonante
Sobretensión		Daños al equipo/vida reducida	Cambios de carga, falla de la red	Acondicionador de enrgía, UPS, transformadores de "control" ferrorresonante
5. Distorsión de la forma de onda				
Desplazamiento por CC		Transformadores calentados, corriente por falla de masa, disparo por interferencia	Rectificadores, fuentes de alimenación defectuosos	Encontrar el problema y reemplazar el equipo defectuoso
Armónicas		Transformadores calentados, paro del sistema	Cargas electrónicas (cargas no lineales)	Reconfigurar la distribución, instalar transformadores de factor k, usar fuentes conmutadas con PFC
Interarmónicas		Parpadeo de la luz, calentamiento, interferencia de la comunicación	Señales de control, equipos defectuosos, cicloconversores, conversores de frecuencia, motores de inducción, dispositivos de generación de arco	Acondicionador de energía, filtros, UPS
Corte intermitente		Paro del sistema, pérdida de datos	Mecanismos de velocidad variable, soldadores con arco, atenuadores de luz	Reconfigurar la distribución, trasladar las cargas sensibles, instalar filtros, UPS
Ruido		Detención del sistema, pérdida de datos	Transmisores (radio), equipos defectuosos, masa ineficiente, proximidad a fuente EMI/RFI	Quitar transmisores, reconfigurar puesta a tierra, alejarse de la fuente EMI/RFI, aumentar el blindaje, filtros, transformador de aislamiento
6. Fluctuaciones de tensión		Paro del sistema, parpadeo de luces	Funcionamiento intermitente de los equipos de carga	Reconfigurar la distribución, trasladar las cargas sensibles, acondicionador de energía, UPS
7. Variaciones de la frecuencia eléctrica		Falla del equipo sincrónico. Sin efecto sobre los equipos informáticos	Generadores de reserva regulados en forma ineficiente	Actualizar el regulador del generador

Conclusiones

El uso generalizado de los sistemas electrónicos ha elevado la conciencia de la calidad del suministro eléctrico y su efecto sobre los equipos eléctricos de misión crítica que utilizan los negocios.

Cada vez más, nuestro mundo es operado por pequeños microprocesadores sensibles a fluctuaciones eléctricas incluso pequeñas. Estos microprocesadores pueden controlar sistemas de ensamblaje robótico y de línea de envasado increíblemente rápido y automatizado que no pueden tolerar tiempos de inactividad.

Hay soluciones económicas para limitar o eliminar los efectos de las perturbaciones en la calidad de la electricidad. Sin embargo, para que la industria comunique y comprenda las perturbaciones energéticas y la forma de evitarlas, es necesario describir términos y definiciones comunes para describir diferentes fenómenos. Este informe ha intentado definir e ilustrar las perturbaciones en la calidad del suministro, como se definen en el Estándar 1159-1995 del IEEE, IEEE Recom- mended Practice for Monitoring Electric Power Quality.

Reducir el tiempo de inactividad de los equipos y el gasto de producción, y así incrementar la ganancia, es el objetivo de las empresas de cualquier tamaño. La comunicación a través del entendimiento del entorno eléctrico y la susceptibilidad de los equipos a las perturbaciones en la calidad del suministro, ayudará a descubrir mejores métodos para lograr los objetivos y sueños comerciales.

Acerca de los autores

Joseph Seymour es Analista principal de Reclamos del Departamento de Reclamos de APC en West Kingston, RI. Evalúa e inspecciona los daños causados por eventos transitorios catastróficos, y decide sobre los reclamos de clientes presentados de acuerdo con la Política de Protección de Equipos de APC.

Terry Horsley es consultor independiente sobre Calidad Eléctrica para APC. Posee veinte años de experiencia en administración de ingeniería, soporte de infraestructura crítica, capacitación, desarrollo curricular, redacción técnica y realización de investigaciones de campo en toda Europa, el Sudeste Asiático y los Estados Unidos.

Recursos

Protección contra transitorios en la línea de datos
APC Informe interno 85

Explore todos los informes técnicos de APC
whitepapers.apc.com

Explore todas las herramientas TradeOff de APC
tools.apc.com

Referencias

- *IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*, IEEE Std. 1159-1995.
- Ron A. Adams, *Power Quality: A Utility Perspective*, AEE Technical Conference Paper, October, 1996.
- Wayne L. Stebbins, *Power Distortion: A User's Perspective on the Selection and Application of Mitigation Equipment and Techniques*, IEEE Textile Industry Technical Conference Paper, May, 1996.
- *IEEE Recommended Practice for Powering and Grounding Sensitive Electronic Equipment* (IEEE Green Book), IEEE Std. 1100-1992.
- Electric Power Research Institute / Duke Power Company, *Power Quality for Electrical Contractors* course, November, 1996.
- Square D, *Reduced Voltage Starting of Low Voltage, Three-Phase Squirrel-Cage Induction Motors Technical Overview*, Product Data Bulletin 8600PD9201, June 1992

Contáctenos

Para incluir comentarios sobre el contenido de este informe técnico

Data Center Science Center, APC by Schneider Electric
DCSC@Schneider-Electric.com

Si usted es cliente y tiene preguntas relacionadas específicamente con el centro de datos que está proyectando

Póngase en contacto con su representante de APC by Schneider Electric

© 2010 Schneider Electric. Todos los derechos reservados.

Apéndice

Tolerancia de la fuente de alimentación

Ahora que se han identificado y descrito las diferentes perturbaciones energéticas, resulta necesario entender qué perturbaciones toleran los equipos modernos.

No todas las perturbaciones energéticas afectan a los equipos modernos. Existe un rango aceptable de variación y perturbación de tensión de CA que las fuentes de alimentación de los equipos modernos pueden tolerar durante breves lapsos.

La mayoría de los equipos de tecnología funcionan con CC de baja tensión suministrada por fuentes conmutadas de alimentación (SMPS), que convierten la electricidad nominal de CA en tensión CC positiva y negativa. Las fuentes de alimentación ofrecen la barrera más eficaz entre los componentes electrónicos sensibles y la energía de tensión de CA en su estado original con su ruido asociado de fondo.

Las especificaciones 61000-4-11 del IEC, un estándar internacional, definen los límites de la magnitud y duración de las perturbaciones de tensión aceptables para una carga SMPS. En forma similar, una Nota de Aplicación comúnmente conocida en la industria como la curva CBEMA, desarrollada originalmente por la Computer and Business Manufacturer's Association, ilustra una curva de rendimiento diseñada para una mínima tolerancia de las perturbaciones energéticas en fuentes de alimentación de equipos informáticos monofásicos. El Information Technology Industry Council (ITIC, anteriormente CBEMA) ha refinado recientemente la curva original, como se ilustra en la Figura A1. Es posible acceder a la Curva y la Nota de Aplicación mencionadas en: www.itic.org/technical/iticurv.pdf .

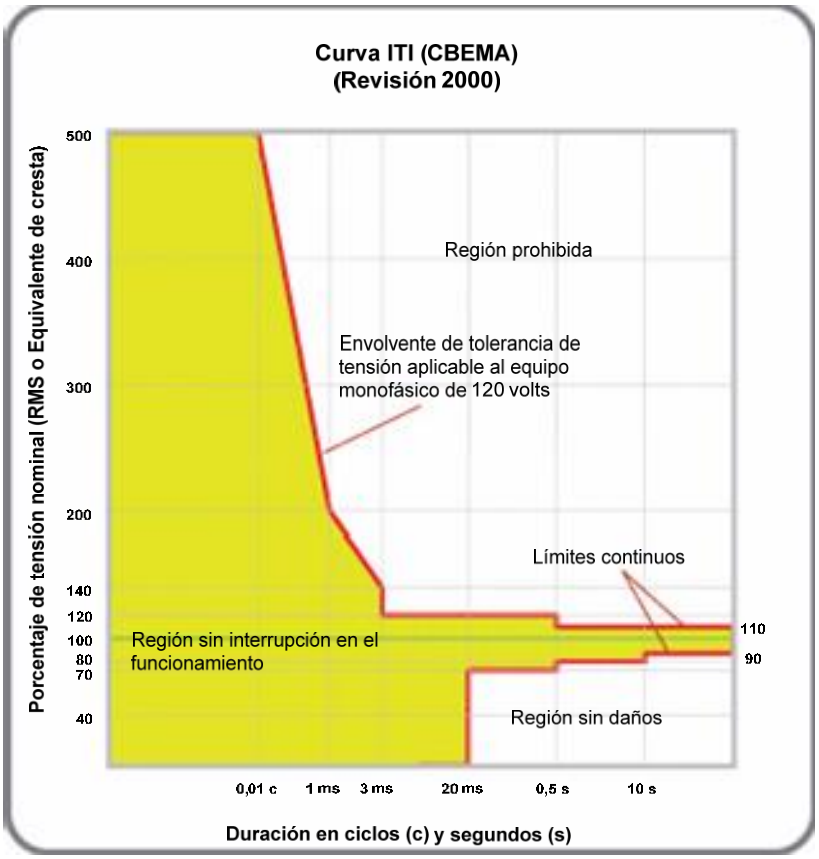


Figura A1

I CURVA del ITIC

La **Figura A1** ilustra una escala de tiempo que comienza con una escala de subciclos, que se expande hasta diez segundos de funcionamiento de la fuente de alimentación de CC. La escala vertical representa la tensión nominal aplicada al equipo informático monofásico. Las

tensiones nominales más comunes para este diseño son 120 VCA para equipos de 60 Hz, y 240 VCA para equipos de 50 Hz. Siguiendo la línea de cero volts, puede observarse que la fuente de alimentación funcionará durante 20 milisegundos luego de que la tensión de potencia de CA caiga a cero, lo que significa que la salida de CC continuará durante 1/50 de segundo luego de que se pierda el suministro de CA. Otra característica de esta curva es que si la tensión de entrada de CA disminuyera al 80% de su valor nominal, la salida de CC de la fuente de alimentación mantendrá el circuito durante un mínimo de 10 segundos. En el lado positivo de la línea al 100%, las fuentes de alimentación deben tolerar un aumento del 200% durante un lapso de al menos 1 milisegundo. En un período de 0,01 del ciclo de CA (es decir 1,6 microsegundos en un sistema de 60 Hz, y 2,0 microsegundos en un sistema de 50 Hz), la fuente de alimentación tolerará un incremento del 500% sin interrupción de la operación del circuito.

Los siete tipos de problemas en el suministro eléctrico

Informe interno 18

Revisión 1

Por Joseph Seymour
Terry Horsley

> Resumen ejecutivo

Muchos de los misterios de las fallas de los equipos, el tiempo de inactividad, el daño de software y de los datos, son resultado de una fuente de alimentación problemática. También existe un problema común para describir de forma estándar los problemas en el suministro eléctrico. Este informe interno describirá los tipos más comunes de perturbaciones energéticas, qué las provoca, qué pueden hacer a sus equipos de misión crítica y cómo proteger sus equipos, utilizando los estándares del IEEE para describir problemas de calidad del suministro.

Contenido

haga clic en una sección para acceder a ella

Introducción	2
Transitorios	4
Interrupciones	8
Bajada de ten-sión / subten-sión	10
Aumento de tensión / sobre-tensión	11
Distorsión de la forma de onda	12
Fluctuaciones de tensión	16
Variaciones de frecuencia	16
Conclusiones	19
Recursos	20
Apéndice	21

APC by Schneider Electric

Introducción

Nuestro mundo tecnológico se ha vuelto totalmente dependiente de la disponibilidad continua de suministro eléctrico. En la mayoría de los países, el suministro eléctrico comercial se abastece a través de redes nacionales, que interconectan numerosas estaciones generadoras a las cargas. La red debe abastecer las necesidades básicas nacionales de iluminación, calefacción, refrigeración, aire acondicionado, transporte y residenciales, así como el abastecimiento crítico a comunidades gubernamentales, industriales, financieras, comerciales, médicas y de comunicaciones. El suministro eléctrico comercial literalmente le permite al mundo moderno actual funcionar a su paso acelerado. La tecnología sofisticada ha penetrado profundamente en nuestros hogares y carreras, y con la llegada del comercio electrónico está cambiando continuamente la forma en la que interactuamos con el resto del mundo.

La tecnología inteligente exige un suministro libre de interrupciones o perturbaciones. Las consecuencias de los incidentes en el suministro a gran escala están bien documentadas. Un estudio reciente en los Estados Unidos ha demostrado que las firmas industriales y comerciales digitales están perdiendo 45.700 millones de dólares por año a consecuencia de interrupciones en el suministro. En todos los sectores comerciales, se calcula que se pierden entre 104.000 a 164.000 millones de dólares a consecuencia de las interrupciones, y otros 15.000 a 24.000 millones de dólares a consecuencia de otros problemas de calidad del suministro. En los procesos industriales automatizados, líneas enteras de producción pueden descontrolarse, creando situaciones riesgosas para el personal de planta y costoso desperdicio de materiales. La pérdida de procesamiento en una gran corporación financiera puede costar miles de dólares irrecuperables por minuto de tiempo de inactividad, así como muchas horas posteriores de tiempo de recuperación. El daño de programas y datos causado por una interrupción en el suministro puede provocar problemas en las operaciones de recuperación de software que puede llevar semanas resolver.

Muchos problemas en el suministro se originan en la red de suministro eléctrico comercial, que con sus miles de millas de líneas de transmisión, está sometida a condiciones climáticas como huracanes, tormentas con rayos, nieve, hielo e inundaciones, junto con fallas de los equipos, accidentes de tráfico y grandes operaciones de conexión. Asimismo, los problemas en el suministro que afectan a los equipos tecnológicos actuales frecuentemente se generan en forma local dentro de una instalación a partir de diversas situaciones, como construcción local, grandes cargas de arranque, componentes defectuosos de distribución e incluso el típico ruido eléctrico de fondo.

Acordar términos comunes es el primer paso para tratar las perturbaciones energéticas

El uso generalizado de componentes electrónicos en todo lo que nos rodea, desde equipos electrónicos hogareños hasta el control de procesos industriales masivos y costosos, ha hecho que se tome más conciencia sobre la calidad del suministro. La calidad del suministro, o más específicamente, una perturbación de la calidad del suministro se define en general como cualquier cambio en el suministro (tensión, corriente o frecuencia) que interfiere con el funcionamiento normal del equipo eléctrico.

El estudio de la calidad del suministro y las formas de controlarla es un tema de interés para las empresas proveedoras de electricidad, grandes empresas industriales, negocios e incluso usuarios residenciales. El estudio se ha intensificado en la medida que los equipos se han vuelto cada vez más sensibles a cambios incluso mínimos en la tensión, corriente y frecuencia del suministro. Desafortunadamente, se ha utilizado diferente terminología para describir muchas de las perturbaciones energéticas existentes, lo que crea confusión y hace más difícil debatir, estudiar y generar cambios en los problemas actuales de la calidad del

suministro de manera eficaz. El Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) ha intentado abordar este problema, y ha desarrollado un estándar que incluye definiciones de perturbaciones energéticas. El estándar (Estándar 1159-1995 del IEEE, IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality ["Práctica recomendada por el IEEE para el monitoreo de la calidad del suministro eléctrico"]) describe muchos problemas de la calidad del suministro, de los cuales este informe tratará los más comunes.

¿Cómo podemos observar la electricidad?

La electricidad en el tomacorrientes de pared es un fenómeno electromagnético. El suministro eléctrico comercial se abastece como corriente alterna (CA), una fuente silenciosa y aparentemente ilimitada de energía que puede generarse en centrales eléctricas, cuya tensión se eleva mediante transformadores y entregarse a cientos de millas a cualquier lugar de la región. Ver lo que hace esta energía en breves períodos de tiempo puede ayudar a entender lo importante que es que el suministro de CA sea simple y continuo para un funcionamiento confiable de los sistemas sofisticados de los que dependemos. Un osciloscopio nos permite apreciar cómo se ve esta energía. En un mundo perfecto, el suministro eléctrico de CA comercial aparece como una onda senoidal continua y simétrica, que varía a 50 o 60 ciclos por segundo (Hertz, o Hz) según en qué parte del mundo se encuentre. La **Figura 1** ilustra cómo se vería una onda senoidal promedio de CA en un osciloscopio.

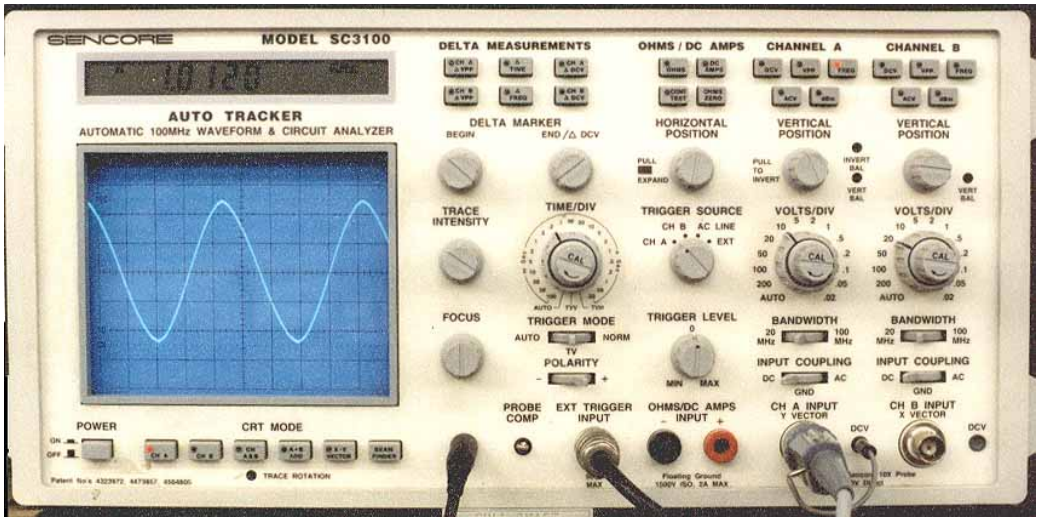


Figura 1

Imagen de una onda senoidal en el osciloscopio

La forma de la onda senoidal ilustrada más arriba representa una tensión que cambia de un valor positivo a uno negativo, 60 veces por segundo. Cuando esta forma de onda fluida cambia de tamaño, forma, simetría o frecuencia, o tiene cortes intermitentes, impulsos, resonancia o baja a cero (aunque sea brevemente), existe una perturbación energética. En este informe se incluyen diagramas simples representativos de cambios en la forma ideal de la onda senoidal ilustrada más arriba para las siete categorías de perturbaciones en la calidad del suministro que se tratarán.

Como se indicó, ha existido ambigüedad en la industria eléctrica y la comunidad comercial en el uso de terminología para describir las diferentes perturbaciones energéticas. Por ejemplo, un sector de la industria considera que el término "sobretensión" significa un aumento momentáneo de la tensión como el que típicamente provocaría la desconexión de una gran carga. Por otro lado, el uso del término "sobretensión" también puede interpretarse como una tensión transitoria que dura desde microsegundos a solo unos pocos milisegundos con valores de cresta muy altos. Estos últimos se suelen asociar con caídas de rayos y eventos de conexión que crean chispas o arcos entre contactos.

El estándar 1100-1999 del IEEE ha abordado el problema de la ambigüedad en la terminología, y ha recomendado que muchos términos de uso común no sean utilizados en informes y referencias profesionales, dada su incapacidad de describir con precisión la naturaleza del problema. El estándar 1159-1995 del IEEE también aborda este problema con el objetivo de proporcionar una terminología consistente para informar acerca de la calidad del suministro desde la comunidad profesional. Algunos de esos términos ambiguos son los siguientes:

Apagón	Bajada de tensión	Caída de tensión
Sobretensión (*Power surge*)	Suministro limpio	Sobretensión prolongada (*Surge*)
Corte prolongado del servicio	Intermitencia	Suministro sucio
Desplazamiento de la frecuencia	Imperfección técnica	Sobretensión transitoria (*Spike*)
Potencia en estado original	Potencia de la red en su estado original	Parpadeo

Poder hablar con eficacia sobre el suministro, como saber la diferencia entre una interrupción y un transitorio oscilatorio, podría servir de mucho al momento de decidir comprar dispositivos de corrección de suministro. Un error de comunicación puede tener consecuencias costosas cuando se adquiere el dispositivo inadecuado de corrección de suministro para sus necesidades, que incluye tiempos de inactividad, salarios perdidos e inclusive daños en los equipos.

Las perturbaciones en la calidad del suministro definidas por el estándar del IEEE e incluidas en este informe han sido organizadas en siete categorías, según la forma de la onda:

1. Transitorios
2. Interrupciones
3. Bajada de tensión / subtensión
4. Aumento de tensión / sobretensión
5. Distorsión de la forma de onda
6. Fluctuaciones de tensión
7. Variaciones de frecuencia

Este informe se atiene a estas categorías e incluye gráficos, que servirán para aclarar las diferencias entre cada una de las perturbaciones en la calidad del suministro.

1. Transitorios

Los transitorios, que son potencialmente el tipo de perturbación energética más perjudicial, se dividen en dos subcategorías:

1. Impulsivos
2. Oscilatorios

Impulsivos

Los transitorios impulsivos son eventos repentinos de cresta alta que elevan la tensión y/o los niveles de corriente en dirección positiva o negativa. Estos tipos de eventos pueden clasificarse más detenidamente por la velocidad a la que ocurren (rápida, media y lenta). Los

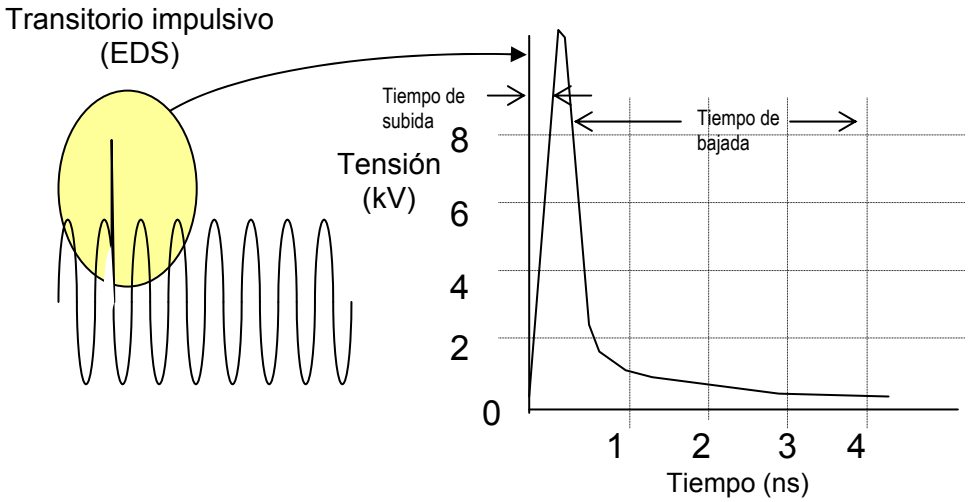
transitorios impulsivos pueden ser eventos muy rápidos (5 nanosegundos [ns] de tiempo de ascenso desde estado estable hasta la cresta del impulso) de una duración breve (menos de 50 ns).

Nota: [1000 ns = 1 □s] [1000 □s = 1 ms] [1000 ms = 1 segundo]

Un ejemplo de un transitorio impulsivo positivo causado por un evento de descarga electrostática se ilustra en la **Figura 2**.

Figura 2

Transitorio impulsivo positivo



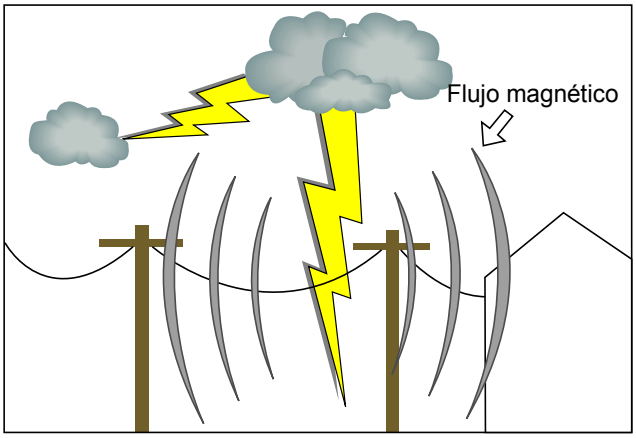
El transitorio impulsivo es a lo que se refiere la mayoría de la gente cuando dice que ha ocurrido una sobretensión prolongada o transitoria. Se han utilizado muchos términos diferentes, como caída de tensión, imperfección técnica, sobretensión breve o prolongada, para describir transitorios impulsivos.

Las causas de los transitorios impulsivos incluyen rayos, puesta a tierra deficiente, encendido de cargas inductivas, liberación de fallas de la red eléctrica y ESD (descarga electrostática). Los resultados pueden ir desde la pérdida (o daño) de datos, hasta el daño físico de los equipos. De todas estas causas, el rayo es probablemente la más perjudicial.

El problema de los rayos se reconoce fácilmente al presenciar una tormenta eléctrica. La cantidad de energía que se necesita para iluminar el cielo nocturno sin duda puede destruir equipos sensibles. Más aun, no es necesario un impacto directo de un rayo para causar daños. Los campos electromagnéticos, Figura 3, creados por los rayos, pueden causar gran parte de los daños potenciales al inducir corriente hacia las estructuras conductivas cercanas.

Figura 3

Campo magnético creado por una caída de rayo



Dos de los métodos de protección más viables contra los transitorios impulsivos consisten en la eliminación de la ESD potencial, y el uso de dispositivos de supresión de sobretensiones (popularmente conocidos como Supresores de sobretensión transitoria: TVSS, o Dispositivo de protección contra sobretensiones: SPD).

Mientras que una ESD puede generar un arco en su dedo sin causarle daño, más allá de provocarle una leve sorpresa, es más que suficiente para quemar toda la tarjeta madre de una computadora y hacer que no funcione más. En los centros de datos, instalaciones de fabricación de tarjetas de circuito impreso o ambientes similares donde las tarjetas de circuito impreso están expuestas a la manipulación humana, es importante disipar el potencial de que ocurra una ESD. Por ejemplo, casi cualquier entorno apropiado de un centro de datos requiere acondicionar el aire en el ambiente. Acondicionar el aire no es simplemente enfriarlo para ayudar a eliminar el calor de los equipos del dentro de datos, sino también regular la cantidad de humedad en el aire. Mantener la humedad en el aire entre un 40-55% disminuirá el potencial de que ocurra una ESD. Probablemente usted ha experimentado cómo afecta la humedad el potencial de una ESD si ha pasado un invierno (cuando el aire es muy seco) en que al arrastrar los pies con medias en una alfombra se produce inesperadamente un tremendo arco desde el dedo de la mano hasta la manija de la puerta que iba a abrir, o no inesperadamente si iba a tocar la oreja de alguna persona. Otra cosa que verá en los ambientes de tarjetas de circuito impreso, como vería en cualquier negocio pequeño de reparación de computadoras, son accesorios y equipamiento para mantener el cuerpo humano con descarga a tierra. Estos equipamientos incluyen muñequeras, tapetes y escritorios antiestáticos y calzado antiestático. La mayoría de estos accesorios y equipamientos están conectados a un cable conectado a la estructura del establecimiento, lo que protege al personal contra choques eléctricos y también disipa una posible ESD a tierra.

Los SPD se utilizan desde hace muchos años. Estos dispositivos aún se utilizan en la actualidad en los sistemas de la red eléctrica –además de los dispositivos para grandes instalaciones y centros de datos– como también para uso diario en negocios pequeños y hogares; su rendimiento mejora con los adelantos en la tecnología de varistores de óxido metálico (MOV). Los MOV permiten una supresión consistente de los transitorios impulsivos, los aumentos de tensión y otras condiciones de alta tensión, y pueden combinarse con dispositivos de disparo térmico como disyuntores, termistores, y otros componentes como tubos de gas y tiristores. En algunos casos los circuitos de los SPD se incorporan en los dispositivos eléctricos, como fuentes de alimentación de computadoras con capacidades de supresión incorporadas. En forma más común se utilizan en dispositivos independientes de supresión de sobretensión, o se incluyen en UPS para brindar supresión de sobretensión y alimentación a batería de emergencia en caso de que ocurra una interrupción (o cuando los niveles de suministro se encuentran fuera de los límites de las condiciones de suministro nominales o seguras).

La conexión en cascada de los dispositivos SPD y UPS es el método más efectivo de protección contra las perturbaciones energéticas para los equipos electrónicos. Utilizando esta técnica, un dispositivo SPD se coloca en la entrada de servicio y se dimensiona para disipar gran parte de la energía proveniente de cualquier transitorio entrante. Los posteriores dispositivos en el subpanel eléctrico y en el equipo sensible en sí mismo bloquean la tensión a un nivel que no daña ni perturba al equipo. Debe prestarse especial atención al dimensionamiento tanto del valor nominal de la tensión como del valor nominal de disipación de energía de estos dispositivos, y a la coordinación de los mismos para un funcionamiento eficaz. Asimismo debe prestarse atención a cuán efectivo es el dispositivo de supresión de sobretensión en el caso de que el MOV alcance el punto de falla. Mientras que un MOV es consistente en sus capacidades de supresión de sobretensión a lo largo del tiempo, igual se degrada con el uso, o puede fallar si se excede su tasa de supresión efectiva. Es importante que si el MOV alcanza el punto en que ya no resulta útil, los SPD tengan la capacidad de cortar el circuito y evitar que cualquier anomalía perjudicial del suministro llegue a los equipos que protege. Para mayor información sobre este tema, consultar el Informe interno N° 85 de APC, *Protección contra transitorios en la línea de datos*.

Recursos
APC Informe interno 85
Protección contra transitorios en la línea de datos

Oscilatorios

Un transitorio oscilatorio es un cambio repentino en la condición de estado estable de la tensión o la corriente de una señal, o de ambas, tanto en los límites positivo como negativo de la señal, que oscila a la frecuencia natural del sistema. En términos simples, el transitorio hace que la señal de suministro produzca un aumento de tensión y luego una bajada de tensión en forma alternada y muy rápida. Los transitorios oscilatorios suelen bajar a cero dentro de un ciclo (oscilación descendente).

Estos transitorios ocurren cuando uno conmuta una carga inductiva o capacitiva, como un motor o un banco de capacitores. El resultado es un transitorio oscilatorio porque la carga resiste el cambio. Esto es similar a lo que ocurre cuando uno cierra de repente un grifo que fluía con rapidez y oye un golpeteo en la cañería. El agua que fluye resiste el cambio, y ocurre el equivalente en fluido de un transitorio oscilatorio.

Por ejemplo, al apagar un motor en rotación, se comporta brevemente como un generador a medida que pierde energía, por lo que produce electricidad y la envía a través de la distribución eléctrica. Un sistema de distribución eléctrica grande puede actuar como un oscilador cuando se conecta o desconecta el suministro, dado que todos los circuitos poseen alguna inductancia inherente y capacitancia distribuida que brevemente se energiza en forma descendente.

Cuando los transitorios oscilatorios aparecen en un circuito energizado, generalmente a consecuencia de operaciones de conexión de la red eléctrica (especialmente cuando los bancos de capacitores se conectan automáticamente al sistema), pueden ser muy perturbadores para los equipos electrónicos. La **Figura 4** ilustra un transitorio oscilatorio típico de baja frecuencia atribuible a la energización de los bancos de capacitores.

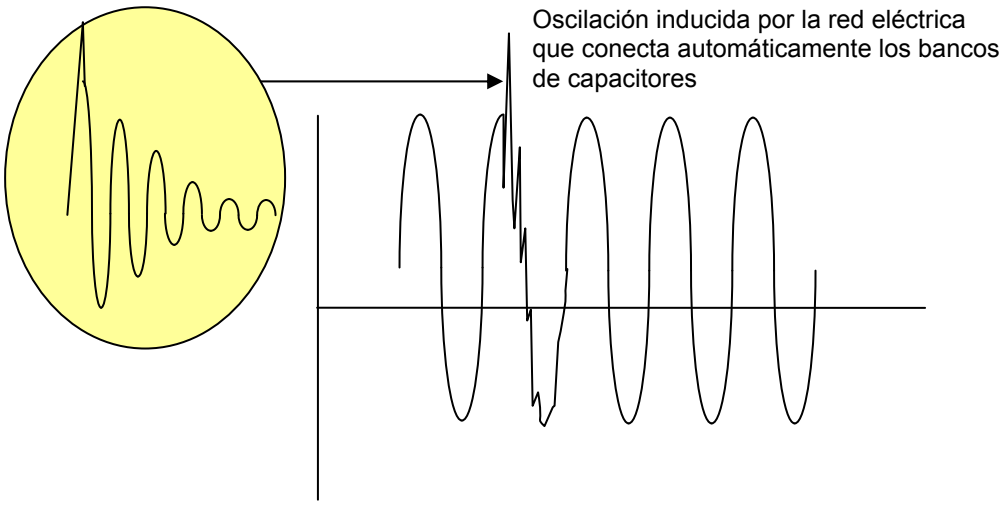


Figura 4

Transitorio oscilatorio

El problema más reconocido asociado con la conexión de capacitores y su transitorio oscilatorio es el disparo de controles de velocidad automáticos (ASD). El transitorio relativamente lento provoca una elevación en la tensión de enlace de CC (la tensión que controla la activación del ASD) que hace que el mecanismo se dispare fuera de línea con una indicación de sobretensión.

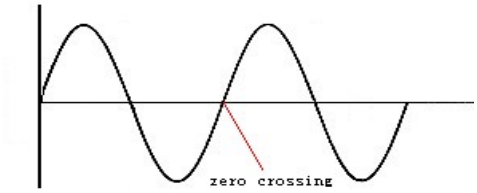
Una solución común para el disparo de los capacitores es la instalación de reactores o bobinas de choque de línea que amortiguan el transitorio oscilatorio a un nivel manejable. Estos reactores pueden instalarse delante del mecanismo o sobre el enlace de CC y están

disponibles como una característica estándar o como una opción en la mayoría de los ASD. (Nota: los dispositivos ASD se desarrollarán con mayor detalle en la sección de interrupciones incluida más adelante).

Otra solución incipiente para los problemas de transitorios en la conexión de capacitores es el interruptor de cruce por cero. Cuando el arco de una onda senoidal desciende y alcanza el nivel cero (antes de transformarse en negativa), esto se conoce como cruce por cero, como se ilustra en la **Figura 5**. Un transitorio causado por la conexión de capacitores tendrá una magnitud mayor cuanto más lejos ocurra la conexión de la sincronización de cruce por cero de la onda senoidal. Un Interruptor de cruce por cero soluciona este problema al monitorear la onda senoidal para asegurarse de que la conexión de los capacitores ocurra lo más cerca posible a la sincronización de cruce por cero de la onda senoidal.

Figura 5

Cruce por cero



Obviamente, los sistemas UPS y MOV son también muy eficaces para reducir los daños que puedan causar los transitorios oscilatorios, especialmente entre los equipos comunes de procesamiento de datos, como las computadoras en red. Sin embargo, los dispositivos MOV y UPS a veces no pueden evitar las ocurrencias de transitorios oscilatorios entre sistemas que sí puede evitar un Interruptor de cruce por cero y/o dispositivo tipo bobina de choque en equipos especializados, como la maquinaria de plantas de fabricación y sus sistemas de control.

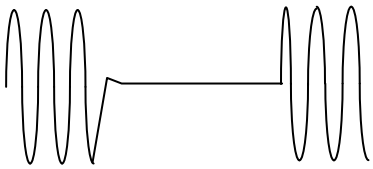
2. Interrupciones

Una interrupción (**Figura 6**) se define como la pérdida total de tensión o corriente. Según su duración, una interrupción se clasifica como instantánea, momentánea, temporal o sostenida. El rango de duración para los tipos de interrupción es el siguiente:

Instantánea	0,5 a 30 ciclos
Momentánea	30 ciclos a 2 segundos
Temporal	2 segundos a 2 minutos
Sostenida	mayor a 2 minutos

Figura 6

Interrupción momentánea



Las causas de las interrupciones pueden variar, pero generalmente son el resultado de algún tipo de daño a la red de suministro eléctrico, como caídas de rayos, animales, árboles, accidentes vehiculares, condiciones atmosféricas destructivas (vientos fuertes, gran cantidad de nieve o hielo sobre las líneas, etc.), falla de los equipos o disparo del disyuntor básico. Mientras que la infraestructura de la red eléctrica está diseñada para compensar automáticamente muchos de estos problemas, no es infalible.
Uno de los ejemplos más comunes de lo que puede causar una interrupción en los sistemas de suministro eléctrico comercial son los dispositivos de protección de la red eléctrica, como

los reconectores automáticos de circuito. Los reconectores determinan la duración de la mayoría de las interrupciones, según la naturaleza de la falla. Los reconectores son dispositivos utilizados por las empresas públicas de electricidad para detectar el aumento de la corriente proveniente de un cortocircuito en la infraestructura de la red eléctrica, y para desconectar el suministro cuando esto ocurre. Luego de un tiempo fijo, el reconector devolverá el suministro, en un intento de eliminar el material que crea el cortocircuito (este material suele ser una rama de un árbol, o un animal pequeño atrapado entre la línea y la descarga a tierra).

Usted probablemente haya experimentado una interrupción si se cortó la electricidad en su casa (todas las luces y equipos electrónicos), y volvió pocos minutos más tarde mientras está prendiendo velas. Obviamente, que se corte la electricidad en su casa, aun si el corte dura toda la noche, puede ser solo un inconveniente, pero para los negocios puede ocasionar grandes gastos.

Una interrupción, ya sea instantánea, momentánea, temporal o sostenida, puede causar trastornos, daños y tiempo de inactividad, desde el usuario hogareño hasta el usuario industrial. Un usuario de computadora en el hogar o de una pequeña empresa podría perder datos valiosos cuando se daña la información por la pérdida de suministro al equipo. Probablemente más prejudicial es la pérdida que puede sufrir el cliente industrial a consecuencia de las interrupciones. Muchos procesos industriales cuentan con el movimiento constante de ciertos componentes mecánicos. Cuando estos componentes se apagan repentinamente a consecuencia de una interrupción, esto puede causar daños a los equipos y destrucción del producto, así como el costo asociado con el tiempo de inactividad, limpieza y nueva puesta en marcha. Por ejemplo, cuando un cliente industrial que produce hilados experimenta una interrupción momentánea, puede provocar el "escape" del proceso de extrusión de hilado, dando como resultado un excesivo desperdicio y tiempo de inactividad. El hilado debe ser extruido a una velocidad y consistencia determinadas para que el producto final sea de la calidad y tipo esperados. El hilado fuera de las especificaciones debe quitarse de la hiladora y las líneas de hilado deben rearmarse. Como puede imaginarse, esto insume un gran esfuerzo y genera enormes tiempos de inactividad. Asimismo existen desperdicios a consecuencia de una cierta cantidad de hilado arruinado.

Las soluciones para evitar las interrupciones varían tanto en eficiencia como en costo. El primer esfuerzo debería ser eliminar o reducir la probabilidad de problemas potenciales. Obviamente, el buen diseño y mantenimiento de los sistemas de la red eléctrica resultan esenciales. Esto asimismo se aplica al diseño de sistema del cliente industrial, que frecuentemente es tan extensivo y vulnerable como el sistema de la red eléctrica.

Una vez reducido el potencial de problemas, se necesitan equipos o métodos de diseño adicionales para permitir que los equipos o el proceso del cliente resistan (permanezcan funcionando en forma constante durante perturbaciones en la calidad del suministro) o que se reinicien después (y durante) interrupciones inevitables. Los dispositivos de reducción más comunes empleados son los sistemas de energía ininterrumpibles (UPS), los motogeneradores, y el uso de técnicas de diseño de sistemas que aprovechan los sistemas redundantes y el almacenamiento de energía. Cuando se corta la electricidad, estas formas de energía alternativa pueden solucionar el problema. Cualquier persona que haya tenido una computadora portátil ha visto un ejemplo de esto. Cuando se enchufa la computadora portátil, recibe la energía desde el tomacorriente de pared y un poco de energía pasa a la batería interna de la computadora portátil para cargarla. Cuando se desenchufa la computadora portátil, la batería instantáneamente se encarga de suministrarle energía continua a la computadora. Recientes adelantos en la tecnología de encendido han permitido que se utilicen sistemas de almacenamiento de energía de reserva en menos de medio ciclo.

El término "interrupción sostenida" describe una situación en un sistema de red eléctrica comercial en el que los dispositivos automáticos de protección, por la naturaleza de la falla, no pueden devolver el suministro, y es necesaria una intervención manual. Esta terminología

describe la situación con más precisión, en lugar del término “corte” utilizado comúnmente. El término “corte” en realidad se refiere al estado de un componente en el sistema que ha dejado de funcionar como se esperaba (Estándar 100-1992 del IEEE).

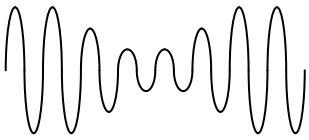
Probablemente sea seguro decir que se está experimentando una interrupción sostenida si el suministro falta desde hace más de dos minutos, y poco después llegan camiones de la empresa de electricidad para reparar las líneas externas de la red eléctrica.

3. Bajada de tensión / subtensión

Una bajada de tensión (**Figura 7**) es una reducción de la tensión de CA a una frecuencia dada con una duración de 0,5 ciclos a 1 minuto. Las bajadas de tensión suelen ser provocadas por fallas del sistema, y frecuentemente también son el resultado de encender cargas con altas demandas de corriente de arranque.

Figura 7

Bajada de tensión



Las causas comunes de las bajadas de tensión incluyen el encendido de grandes cargas (como la que se puede ver cuando se activa por primera vez una unidad grande de aire acondicionado) y la liberación remota de fallas por parte de los equipos de la red eléctrica. En forma similar, el arranque de grandes motores dentro de una planta industrial puede dar como resultado una caída significativa de la tensión (bajada de tensión). Un motor puede consumir seis veces su corriente nominal, o más, al momento del arranque. La creación de una gran carga eléctrica repentina como esta seguramente cause una caída significativa de tensión en el resto del circuito en que reside. Imagine si una persona abriera todos los grifos de agua de su casa mientras usted se está bañando. El agua probablemente saldría fría y bajaría la presión del agua. Obviamente, para solucionar este problema, podría tener un segundo calentador de agua solo para la ducha. Lo mismo se aplica a los circuitos con grandes cargas de arranque que crean un gran consumo de corriente de entrada.

Aunque puede ser la solución más eficaz, agregar un circuito dedicado para cargas con grandes corrientes de arranque tal vez no siempre sea práctico o económico, especialmente si un establecimiento completo tiene muchas cargas con grandes corrientes de arranque. Otras soluciones para las cargas con grandes corrientes de arranque incluyen métodos alternativos de suministro de corriente que no cargan el resto de la infraestructura eléctrica en el arranque de motores, como arrancadores de tensión reducida, ya sea con autotransformadores o configuraciones de estrella/delta. También está disponible un arrancador suave del tipo estado sólido, eficaz para reducir la bajada de tensión cuando arranca un motor. Más recientemente, se han utilizado mecanismos de velocidad regulable (ASD), que varían la velocidad de un motor de acuerdo con la carga (junto con otros usos), para controlar el proceso industrial en forma más eficiente y económica, y como beneficio adicional, solucionan el problema de arrancar grandes motores.

Como se mencionó en la sección de interrupciones, el intento de la infraestructura de la red eléctrica de liberar las fallas remotas puede causar problemas a los usuarios finales. Cuando este problema es más evidente, se ve como una interrupción. Sin embargo, también puede manifestarse como una bajada de tensión para problemas que se liberan más rápidamente o que se repiten en forma momentánea. Algunas de las mismas técnicas que se utilizaron para abordar las interrupciones pueden utilizarse para abordar las bajadas de tensión: equipos UPS, motogeneradores, y técnicas de diseño de sistema. Sin embargo, algunas veces los daños causados por bajadas de tensión no son evidentes hasta que se observan los resultados en el tiempo (equipos y datos dañados, errores en el procesamiento industrial).

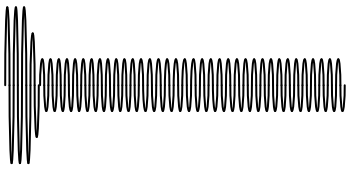
Aunque es un servicio que aún se encuentra en una etapa temprana, actualmente algunas redes eléctricas brindan análisis de bajada de tensión de procesos industriales como un servicio de valor agregado a sus clientes. Puede hacerse un análisis de bajada de tensión para determinar a qué niveles de bajada de tensión los equipos pueden o no pueden funcionar. A medida que se realizan estudios y se identifican estos puntos débiles, se recolecta, analiza y reporta la información a los fabricantes de equipos, de forma tal que puedan mejorar la capacidad de resistencia de sus equipos.

Subtensión

Las subtensiones (**Figura 8**) son el resultado de problemas de larga duración que crean bajadas de tensión. La expresión “bajada de tensión” ha sido utilizada comúnmente para describir este problema, y ha sido reemplazada por el término subtensión. La bajada de tensión es ambigua porque también se refiere a la estrategia de entrega de suministro eléctrico comercial durante períodos de alta demanda prolongada. Las subtensiones pueden crear el sobrecalentamiento de motores, y pueden conducir a la falla de cargas no lineales como fuentes de alimentación de computadoras. La solución de las bajadas de tensión también se aplica a las subtensiones. Sin embargo, una UPS con capacidad de regular tensión mediante el uso de un inversor antes de utilizar energía de batería, evitará la necesidad de reemplazar tan frecuentemente las baterías de la UPS. Lo que es más importante, si una subtensión permanece constante, puede ser señal de una falla grave del equipo, de un problema de configuración, o de la necesidad de verificar el suministro de la red eléctrica.

Figura 8

Subtensión

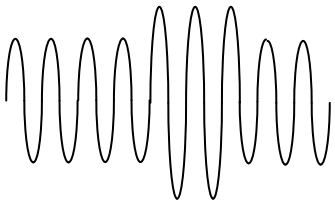


4. Aumento de tensión / sobre-tensión

Una oleada de tensión (**Figura 9**) es la forma inversa de una bajada de tensión, y tiene un aumento en la tensión de CA con una duración de 0,5 ciclos a 1 minuto. En el caso de los aumentos de tensión, son causas comunes las conexiones neutras de alta impedancia, las reducciones repentinas de carga (especialmente de cargas grandes) y una falla monofásica sobre un sistema trifásico.

Figura 9

Aumento de tensión



El resultado puede ser errores de datos, parpadeo de luces, degradación de contactos eléctricos, daño a semiconductores en equipos electrónicos y degradación del aislamiento. Los acondicionadores de línea de suministro, los sistemas UPS, y los transformadores de “control” ferrorresonante son soluciones comunes.

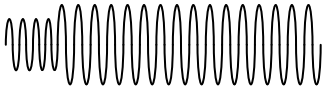
Al igual que las bajadas de tensión, los aumentos de tensión pueden no ser evidentes hasta que se ven sus consecuencias, Poseer dispositivos UPS y/o de acondicionamiento de energía que también monitorean y registran los eventos energéticos entrantes ayudará a medir el momento y la frecuencia con que ocurren estos eventos.

Sobretensión

Las sobretensiones (**Figura 10**) pueden ser el resultado de problemas de larga duración que crean aumentos de tensión. Una sobretensión puede considerarse un aumento de tensión prolongado. Las sobretensiones también son comunes en áreas donde los valores de referencia de los taps del transformador de suministro están mal configurados y se han reducido las cargas. Esto es común en regiones estacionales donde las comunidades reducen el uso de energía fuera de temporada y aún se está suministrando la capacidad de energía para la parte de la estación de alto uso, aun cuando la necesidad de suministro es mucho más pequeña. Es como poner el dedo pulgar sobre el extremo de una manguera de jardín. La presión aumenta porque el orificio por donde sale el agua se ha achicado, aun cuando la cantidad de agua que sale de la manguera sigue siendo la misma. Las condiciones de sobretensión pueden crear un consumo de alta corriente y pueden provocar el disparo innecesario de los disyuntores de aguas abajo, además de sobrecalentar y sobreexigir a los equipos.

Figure 10

Sobretensión



Dado que una sobretensión es en realidad simplemente un aumento de tensión constante, la misma UPS o el equipo de acondicionamiento que funciona para los aumentos de tensión funcionará para las sobretensiones. Sin embargo, si la alimentación entrante se encuentra constantemente en una condición de sobretensión, también puede ser necesario corregir el suministro de la red a su establecimiento. Los mismos síntomas de los aumentos de tensión también se aplican a las sobretensiones. Dado que las sobretensiones pueden ser más constantes, el calor excesivo puede ser una indicación externa de una sobretensión. Los equipos (bajo condiciones ambientales y de uso normales), que normalmente producen una cierta cantidad de calor, de repente pueden aumentar su salida calorífica debido al estrés causado por una sobretensión. Esto puede ser perjudicial en un entorno de centro de datos sumamente compacto. El calor y sus efectos sobre los centros de datos actuales, con sus entornos sumamente compactos como los que alojan servidores Blade, es un tema que preocupa mucho a la comunidad informática.

5. Distorsión de la forma de onda

Existen cinco tipos principales de distorsión de forma de onda:

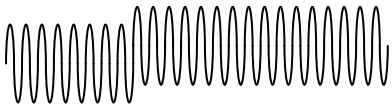
1. Desplazamiento por CC
2. Armónicas
3. Interarmónica
4. Corte intermitente
5. Ruido

Desplazamiento de CC

La corriente continua (CC) puede inducirse a un sistema de distribución de CA, frecuentemente a consecuencia de la falla de rectificadores dentro de las diversas tecnologías de conversión CA a CC que han proliferado en los equipos modernos. La CC puede trasponer el sistema de suministro de CA y agregar corriente indeseada a dispositivos que ya están funcionando a su nivel nominal. El sobrecalentamiento y la saturación de los transformadores pueden ser el resultado de la circulación de corrientes CC. Cuando un transformador se satura no solamente se calienta sino que además es incapaz de entregar toda su potencia a la carga, y la subsiguiente distorsión de forma de onda puede crear una mayor inestabilidad en los equipos de carga electrónica. Un desplazamiento de CC se ilustra en la **Figura 11**.

Figura 11

Desplazamiento por CC



La solución a los problemas de desplazamiento por CC es reemplazar el equipo defectuoso que es la fuente del problema. Poseer equipos muy modulares y reemplazables por el usuario puede incrementar enormemente la facilidad de resolver los problemas de desplazamiento por CC causados por un equipo defectuoso, con un costo menor del que suele necesitarse para mano de obra de reparación especializada.

Armónicas

La distorsión armónica (**Figura 12**) es la corrupción de la onda senoidal fundamental a frecuencias que son múltiplos de la fundamental (por ejemplo, 180 Hz es la tercera armónica de una frecuencia fundamental de 60 Hz; 3 x 60 = 180).

Los síntomas de problemas de las armónicas incluyen transformadores, conductores neutros y otros equipos de distribución eléctrica sobrecalentados, así como el disparo de disyuntores y la pérdida de sincronización en los circuitos de cronometraje que dependen de un disparador de onda senoidal limpia en un punto de cruce por cero.

La distorsión armónica era un problema importante de los equipos informáticos, por la naturaleza de las fuentes conmutadas de alimentación (SMPS). Estas cargas no lineales, y muchos otros diseños capacitivos, en lugar de tomar corriente sobre cada medio ciclo total, detectan la alimentación en cada cresta positiva y negativa de la onda de tensión. La corriente de retorno, dado que es solamente breve (aproximadamente 1/3 de un ciclo) se combina en el conductor neutro con todos los otros retornos de las SMPS utilizando cada una de las tres fases en el sistema típico de distribución. En lugar de restar, los pulsos de corriente en el neutro se suman, y crean corrientes en el conductor neutro muy altas, a un máximo teórico de 1,73 veces la corriente máxima de fase. Un conductor neutro sobrecargado puede conducir a tensiones extremadamente altas sobre las ramas de distribución de energía, lo que provoca grandes daños a los equipos conectados. Al mismo tiempo, la carga de estos SMPS múltiples se toma en las crestas de cada medio ciclo de tensión, lo que frecuentemente ha llevado a la saturación y consecuente sobrecalentamiento del transformador. Otras cargas que contribuyen a este problema son los mecanismos de motores de velocidad variable, los reactores de iluminación y los grandes sistemas UPS legados. Los métodos utilizados para mitigar este problema han incluido el sobredimensionamiento de los conductores neutros, la instalación de transformadores de factor k y los filtros de armónicas.

Estimulado por la importante expansión de la industria informática en la última década, el diseño de las fuentes de alimentación de equipos de IT ha mejorado mediante estándares

internacionales. Un cambio importante compensa el estrés de la infraestructura eléctrica provocado últimamente por grandes clusters de fuentes de alimentación de equipos de IT que contribuyen a corrientes excesivas de armónicas dentro de una instalación. Muchas fuentes de alimentación de nuevos equipos informáticos han sido diseñadas con fuentes de alimentación con corrección de factor de potencia que funcionan como cargas lineales sin armónicas. Estas fuentes de alimentación no producen una corriente residual de armónicas.

Figura 12

Distorsión armónica típica de la forma de onda

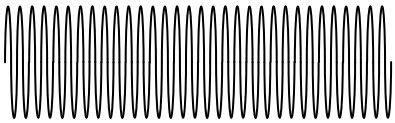


Interarmónica

La distorsión interarmónica (**Figura 13**) es un tipo de distorsión de forma de onda que suele ser el resultado de una señal sobrepuesta en la señal de tensión por equipos eléctricos como convertidores de frecuencia estáticos, motores de inducción y dispositivos de generación de arco. Los cicloconvertidores (que controlan grandes motores lineales utilizados en equipos laminadores, cementeros y mineros) crean algunos de los problemas más importantes de las fuentes de alimentación interarmónica. Estos dispositivos transforman la tensión de potencia en una tensión de CA de una frecuencia menor o mayor que la de la frecuencia de suministro.
El efecto más notable de la interarmónica es el parpadeo visual de monitores y luces incandescentes, además de causar un posible calentamiento e interferencia en las comunicaciones.

Figura 13

Distorsión interarmónica de la forma de onda



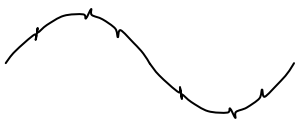
Las soluciones para la interarmónica incluyen filtros, sistemas UPS y acondicionadores de línea

Corte intermitente

El corte intermitente (Figura 14) es una perturbación periódica de la tensión causada por dispositivos electrónicos, como controles de velocidad variable, atenuadores de luz y soldadores por arco durante el funcionamiento normal. Este problema podría describirse como un problema de impulso transitorio, pero dado que los cortes intermitentes son periódicos en cada medio ciclo, el corte intermitente se considera un problema de distorsión de la forma de onda. Las consecuencias usuales del corte intermitente son el paro total del sistema, la pérdida de datos y los problemas de transmisión de datos.

Figura 14

Corte intermitente



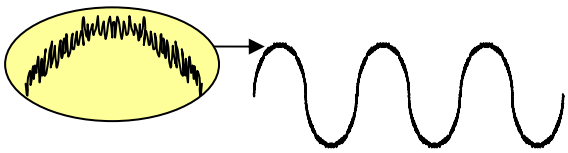
Una solución de los cortes intermitentes es trasladar la carga lejos del equipo que causa el problema (de ser posible). Las UPS y los equipos de filtrado también son soluciones viables para los cortes intermitentes, si el equipo no puede ser trasladado.

Ruido

El ruido (Figura 15) es una tensión indeseada o corriente sobrepuesta en la tensión del sistema de energía eléctrica o forma de onda de la corriente. El ruido puede ser generado por dispositivos electrónicos alimentados eléctricamente, circuitos de control, soldadores por arco, fuentes de alimentación para conexiones, transmisores radiales, etc. Los sitios con conexiones de puesta a tierra deficientes hacen que el sistema sea más susceptible al ruido. El ruido puede causar problemas técnicos a los equipos como errores de datos, malfuncionamiento de los equipos, falla de componentes de largo plazo, falla del disco duro, y monitores con video distorsionado.

Figura 15

Ruido



Existen muchos enfoques diferentes para controlar el ruido, y algunas veces resulta necesario utilizar varias técnicas diferentes en forma conjunta para lograr el resultado requerido. Algunos métodos son los siguientes:

- Aislar la carga mediante una UPS.
- Instalar un transformador de aislamiento blindado y con puesta a tierra.
- Reubicar la carga lejos de la fuente de interferencia.
- Instalar filtros de ruido.
- Blindar los cables

El daño de datos es uno de los resultados más comunes del ruido. La EMI (Interferencia electromagnética) y la RFI (Interferencia de radiofrecuencia) pueden crear inductancia (corriente y tensión inducidas) en los sistemas que transportan datos, como se ilustra en la Figura 16. Dado que los datos viajan en formato digital (unos y ceros representados por tensión o falta de tensión), el exceso de tensión por sobre los niveles operativos de los datos pueden dar la apariencia de datos que no corresponden o viceversa. Un ejemplo clásico de ruido creado por la inductancia es cuando el cableado de la red se extiende a través de un cielorraso y cruza luces fluorescentes. La iluminación fluorescente produce una cantidad significativa de EMI, que si está muy próxima al cableado de red puede causar datos erróneos. Esto también puede ocurrir comúnmente cuando el cableado de red está tendido muy cerca de líneas de potencia de alta capacidad. Los manojos de líneas de potencia frecuentemente terminan tendidos junto al cableado de red en centros de datos con piso falso, lo que aumenta las posibilidades de ruido.

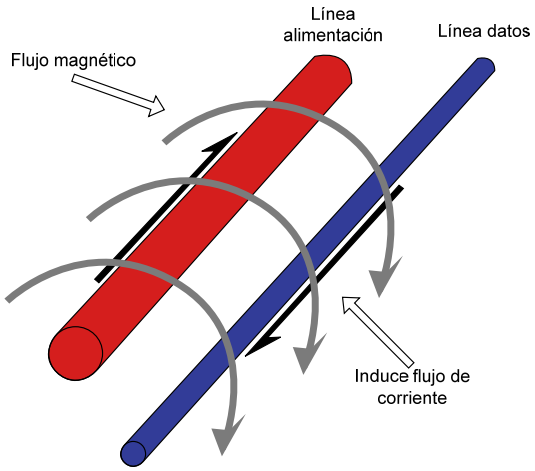


Figura 16

Inducción

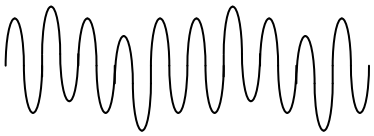
La solución para este problema en particular incluye trasladar los dispositivos que transportan datos y/o el cableado lejos de la fuente de EMI/RFI, o suministrar un blindaje adicional para los dispositivos de datos y/o su cableado para reducir o anular los efectos de la EMI/RFI.

6. Fluctuaciones de tensión

Dado que las fluctuaciones de tensión son fundamentalmente diferentes del resto de las anomalías de la forma de onda, se ubican en una categoría aparte. Una fluctuación de tensión (**Figura 17**) es una variación sistemática de la forma de onda de tensión o una serie de cambios aleatorios de tensión, de pequeñas dimensiones, concretamente entre 95 y 105% del valor nominal a una frecuencia baja, en general por debajo de 25 Hz.

Figura 17

Fluctuaciones de la tensión



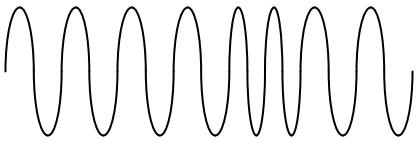
Cualquier carga que exhiba variaciones significativas de corriente puede causar fluctuaciones de tensión. Los hornos de arco son la causa más común de fluctuación de tensión en el sistema de transmisión y distribución. Un síntoma de este problema es el parpadeo de luces incandescentes. La eliminación de la carga problemática, el traslado del equipo sensible o la instalación de acondicionadores de línea de alimentación o dispositivos UPS son métodos para resolver este problema.

7. Variaciones de frecuencia

La variación de frecuencia (Figura 18) es muy poco común en sistemas estables de la red eléctrica, especialmente sistemas interconectados a través de una red. Cuando los sitios poseen generadores dedicados de reserva o una infraestructura pobre de alimentación, la variación de la frecuencia es más común, especialmente si el generador se encuentra muy cargado. Los equipos informáticos suelen ser tolerantes, y generalmente no se ven afectados por corrimientos menores en la frecuencia del generador local. Lo que se vería afectado sería cualquier dispositivo con motor o dispositivo sensible que dependa del ciclado regular estable de la alimentación a lo largo del tiempo. Las variaciones de frecuencia pueden lograr que un motor funcione más rápido o más lento para equiparar la frecuencia de la alimentación de entrada. Esto haría que el motor funcionara ineficazmente y/o provocaría más calor y degradación del motor a través de una mayor velocidad del motor y/o un consumo adicional de corriente.

Figura 18

Variaciones de la frecuencia



Para corregir este problema, se debe evaluar y luego reparar, corregir o reemplazar todos los generadores de alimentación y otras fuentes de alimentación que provoquen la variación de frecuencia.

Desbalance en la tensión

Una tensión desbalanceada no es un tipo de distorsión de forma de onda. Sin embargo, dado que resulta esencial estar al tanto de los desbalances de tensión cuando se evalúan problemas de calidad del suministro, el tema amerita un tratamiento en este informe.

En palabras simples, un tensión desbalanceada (como el nombre implica) es cuando las tensiones suministradas no son iguales. Aunque estos problemas pueden ser causados por un suministro eléctrico externo, la fuente común del desbalance de tensión es interno, y causada por cargas en la instalación. Más específicamente, se sabe que esto ocurre en los sistemas de distribución eléctrica trifásicos, en los que una de las ramas suministra energía a un equipo monofásico, mientras que el sistema también suministra energía a las cargas trifásicas.

En general, un desbalance se muestra como calentamiento, especialmente en motores de estado sólido. Desequilibrios mayores pueden causar un excesivo calor a los componentes del motor, y la falla intermitente de los controladores del motor.

Una forma rápida de evaluar el estado del desbalance de la tensión es tomar la diferencia entre la tensión más alta y más baja de las tres fases de alimentación. Este número no debe exceder el 4% de la tensión más baja. Se indica a continuación un ejemplo de esta forma rápida de obtener una valoración simple del desbalance de tensión en un sistema.

Ejemplo:

Primera fase de alimentación:	220 V
Segunda fase de alimentación:	225 V
Tercera fase de alimentación:	230 V
Tensión más baja:	220 V

4% de 220 V = **8,8 V**

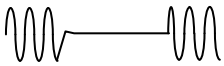
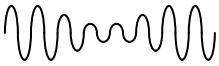
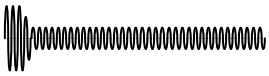
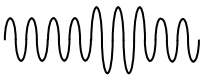
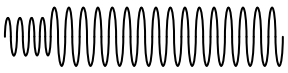
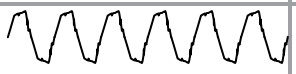
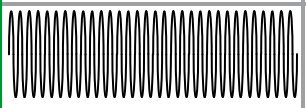
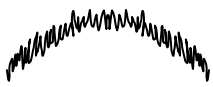
Diferencia entre la tensión más alta y más baja: **10 V**

10 V > 8,8 V – ¡desbalance demasiado grande!

Corregir los desbalances de tensión implica reconfigurar las cargas, o hacer cambios en la red eléctrica a las tensiones entrantes (si el desequilibrio no es causado por cargas internas).

La **Tabla 1** resume las perturbaciones eléctricas tratadas y brinda posibles soluciones para mitigar los efectos que pueden tener estos problemas en las operaciones comerciales.

Tabla 1 *Resumen de las perturbaciones con soluciones*

Categoría de la perturbación	Forma de la onda	Efectos	Posibles causas	Posibles soluciones
1. Transitorios				
Impulsiva		Pérdida de datos, posibles daños, paro del sistema	Rayos, ESD, impulsos de conexión, liberación de fallas de la red	TVSS, mantener humedad entre 35-50%
Oscilatoria		Pérdida de datos, posibles daños	Desconexión de cargas inductivas / capacitivas	TVSS, UPS, reactores/bobinas de choque, interruptor de cruce por cero
2. Interrupciones				
Inverter		Pérdida de datos, posibles daños, cierre	Conmutación, fallas de la red, disparo de disyuntores, fallas de componentes	UPS
3. Bajada de tensión / subtensión				
Bajada de tensión		Paro del sistema, pérdida de datos, cierre	Cargas de arranque, fallas	Acondicionador de energía, UPS
Subtensión		Paro del sistema, pérdida de datos, cierre	Fallas de la red, cambios de carga	Acondicionador de energía, UPS
4. Aumento de tensión / sobretensión				
Aumento de tensión		Disparo por interferencia, daños al equipo/vida reducida	Cambios de carga, fallas de la red	Acondicionador de energía, UPS, transformadores de "control" ferrorresonante
Sobretensión		Daños al equipo/vida reducida	Cambios de carga, falla de la red	Acondicionador de enrgía, UPS, transformadores de "control" ferrorresonante
5. Distorsión de la forma de onda				
Desplazamiento por CC		Transformadores calentados, corriente por falla de masa, disparo por interferencia	Rectificadores, fuentes de alimenación defectuosos	Encontrar el problema y reemplazar el equipo defectuoso
Armónicas		Transformadores calentados, paro del sistema	Cargas electrónicas (cargas no lineales)	Reconfigurar la distribución, instalar transformadores de factor k, usar fuentes conmutadas con PFC
Interarmónicas		Parpadeo de la luz, calentamiento, interferencia de la comunicación	Señales de control, equipos defectuosos, cicloconversores, conversores de frecuencia, motores de inducción, dispositivos de generación de arco	Acondicionador de energía, filtros, UPS
Corte inter-mitente		Paro del sistema, pérdida de datos	Mecanismos de velocidad variable, soldadores con arco, atenuadores de luz	Reconfigurar la distribución, trasladar las cargas sensibles, instalar filtros, UPS
Ruido		Detención del sistema, pérdida de datos	Transmisores (radio), equipos defectuosos, masa ineficiente, proximidad a fuente EMI/RFI	Quitar transmisores, reconfigurar puesta a tierra, alejarse de la fuente EMI/RFI, aumentar el blindaje, filtros, transformador de aislamiento
6. Fluctuaciones de tensión		Paro del sistema, parpadeo de luces	Funcionamiento intermitente de los equipos de carga	Reconfigurar la distribución, trasladar las cargas sensibles, acondicionador de energía, UPS
7. Variaciones de la frecuencia eléctrica		Falla del equipo sincrónico. Sin efecto sobre los equipos informáticos	Generadores de reserva regulados en forma ineficiente	Actualizar el regulador del generador

Conclusiones

El uso generalizado de los sistemas electrónicos ha elevado la conciencia de la calidad del suministro eléctrico y su efecto sobre los equipos eléctricos de misión crítica que utilizan los negocios. Cada vez más, nuestro mundo es operado por pequeños microprocesadores sensibles a fluctuaciones eléctricas incluso pequeñas. Estos microprocesadores pueden controlar sistemas de ensamblaje robótico y de línea de envasado increíblemente rápidos y automatizados que no pueden tolerar tiempos de inactividad. Hay soluciones económicas para limitar o eliminar los efectos de las perturbaciones en la calidad de la electricidad. Sin embargo, para que la industria comunique y comprenda las perturbaciones energéticas y la forma de evitarlas, es necesario describir términos y definiciones comunes para describir diferentes fenómenos. Este informe ha intentado definir e ilustrar las perturbaciones en la calidad del suministro, como se definen en el Estándar 1159-1995 del IEEE, IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality.

Reducir el tiempo de inactividad de los equipos y el gasto de producción, y así incrementar la ganancia, es el objetivo de las empresas de cualquier tamaño. La comunicación a través del entendimiento del entorno eléctrico y la susceptibilidad de los equipos a las perturbaciones en la calidad del suministro, ayudará a descubrir mejores métodos para lograr los objetivos y sueños comerciales..

Acerca de los autores

Joseph Seymour es Analista principal de Reclamos del Departamento de Reclamos de APC en West Kingston, RI. Evalúa e inspecciona los daños causados por eventos transitorios catastróficos, y decide sobre los reclamos de clientes presentados de acuerdo con la Política de Protección de Equipos de APC.

Terry Horsley es consultor independiente sobre Calidad Eléctrica para APC. Posee veinte años de experiencia en administración de ingeniería, soporte de infraestructura crítica, capacitación, desarrollo curricular, redacción técnica y realización de investigaciones de campo en toda Europa, el Sudeste Asiático y los Estados Unidos.

Recursos

Protección contra transitorios en la línea de datos
APC Informe interno 85

Explore todos los informes técnicos de APC
whitepapers.apc.com

Explore todas las herramientas TradeOff de APC
tools.apc.com

Referencias

- *IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*, IEEE Std. 1159-1995.
- Ron A. Adams, *Power Quality: A Utility Perspective*, AEE Technical Conference Paper, October, 1996.
- Wayne L. Stebbins, *Power Distortion: A User's Perspective on the Selection and Application of Mitigation Equipment and Techniques*, IEEE Textile Industry Technical Conference Paper, May, 1996.
- *IEEE Recommended Practice for Powering and Grounding Sensitive Electronic Equipment* (IEEE Green Book), IEEE Std. 1100-1992.
- Electric Power Research Institute / Duke Power Company, *Power Quality for Electrical Contractors* course, November, 1996.
- Square D, *Reduced Voltage Starting of Low Voltage, Three-Phase Squirrel-Cage Induction Motors Technical Overview*, Product Data Bulletin 8600PD9201, June 1992

Contáctenos

Para incluir comentarios sobre el contenido de este informe técnico

Data Center Science Center, APC by Schneider Electric
DCSC@Schneider-Electric.com

Si usted es cliente y tiene preguntas relacionadas específicamente con el centro de datos que está proyectando

Póngase en contacto con su representante de APC by Schneider Electric

© 2010 Schneider Electric. Todos los derechos reservados.

Apéndice – Tolerancia de la fuente de alimentación

Ahora que se han identificado y descrito las diferentes perturbaciones energéticas, resulta necesario entender qué perturbaciones toleran los equipos modernos. No todas las perturbaciones energéticas afectan a los equipos modernos. Existe un rango aceptable de variación y perturbación de tensión de CA que las fuentes de alimentación de los equipos modernos pueden tolerar durante breves lapsos.

La mayoría de los equipos de tecnología funcionan con CC de baja tensión suministrada por fuentes conmutadas de alimentación (SMPS), que convierten la electricidad nominal de CA en tensión CC positiva y negativa. Las fuentes de alimentación ofrecen la barrera más eficaz entre los componentes electrónicos sensibles y la energía de tensión de CA en su estado original con su ruido asociado de fondo.

Las especificaciones 61000-4-11 del IEC, un estándar internacional, definen los límites de la magnitud y duración de las perturbaciones de tensión aceptables para una carga SMPS. En forma similar, una Nota de Aplicación comúnmente conocida en la industria como la curva CBEMA, desarrollada originalmente por la Computer and Business Manufacturer's Association, ilustra una curva de rendimiento diseñada para una mínima tolerancia de las perturbaciones energéticas en fuentes de alimentación de equipos informáticos monofásicos. El Information Technology Industry Council (ITIC, anteriormente CBEMA) ha refinado recientemente la curva original, como se ilustra en la Figura A1. Es posible acceder a la Curva y la Nota de Aplicación mencionadas en: www.itic.org/technical/iticurv.pdf .

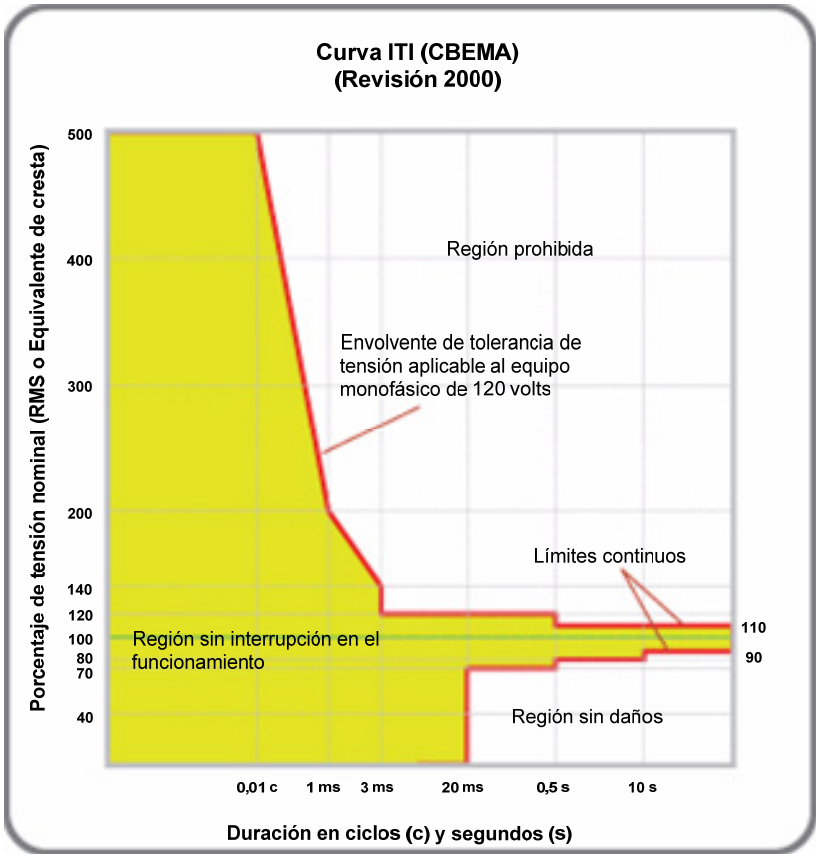


Figura A1

I Curva del ITIC

La **Figura A1** ilustra una escala de tiempo que comienza con una escala de subciclos, que se expande hasta diez segundos de funcionamiento de la fuente de alimentación de CC. La escala vertical representa la tensión nominal aplicada al equipo informático monofásico. Las

tensiones nominales más comunes para este diseño son 120 VCA para equipos de 60 Hz, y 240 VCA para equipos de 50 Hz. Siguiendo la línea de cero volts, puede observarse que la fuente de alimentación funcionará durante 20 milisegundos luego de que la tensión de potencia de CA caiga a cero, lo que significa que la salida de CC continuará durante 1/50 de segundo luego de que se pierda el suministro de CA. Otra característica de esta curva es que si la tensión de entrada de CA disminuyera al 80% de su valor nominal, la salida de CC de la fuente de alimentación mantendrá el circuito durante un mínimo de 10 segundos. En el lado positivo de la línea al 100%, las fuentes de alimentación deben tolerar un aumento del 200% durante un lapso de al menos 1 milisegundo. En un período de 0,01 del ciclo de CA (es decir 1,6 microsegundos en un sistema de 60 Hz, y 2,0 microsegundos en un sistema de 50 Hz), la fuente de alimentación tolerará un incremento del 500% sin interrupción de la operación del circuito.