

**UNIVERSIDAD CATÓLICA SANTO TORIBIO DE MOGROVEJO**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**



**EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA  
INSTALACIÓN DE SEÑALIZADORES DE FALLAS  
PARA INCREMENTAR LOS INDICADORES DE  
CONFIABILIDAD EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN  
EN MEDIA TENSIÓN**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE:  
INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO**

**JORGE ALBERT MUÑOZ SAUCEDO**

**Chiclayo, 10 de Octubre de 2018**

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA  
INSTALACIÓN DE SEÑALIZADORES DE FALLAS PARA  
INCREMENTAR LOS INDICADORES DE  
CONFIABILIDAD EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN EN  
MEDIA TENSIÓN**

POR:

**JORGE ALBERT MUÑOZ SAUCEDO**

Presentada a la Escuela de Ingeniería de la Universidad Católica  
Santo Toribio de Mogrovejo, para optar el Título de:  
**INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO**

**APROBADA POR EL JURADO INTEGRADO POR**

---

**Ing. Hugo Walter Mundaca Guerra**  
**PRESIDENTE**

---

**Ing. Alexander Querevalu Morante**  
**SECRETARIO**

---

**Ing. Luis Alberto Gonzáles Bazán**  
**ASESOR**

## **DEDICATORIA**

Primero a Dios, a mis Padres Jorge y Edita los pilares fundamentales en mi vida, que con mucho esfuerzo hicieron realidad mi sueño. A mis Hermanas por su comprensión, apoyo y colaboración para mi realización como profesional.

A mi abuela por su cariño incondicional, así como también a toda mi familia y amigos que siempre estuvieron pendiente de este logro, por sus buenos consejos y cariño que me demostraron, y a todos aquellos que han contribuido a culminar esta etapa.

## **AGRADECIMIENTO**

Ante todo doy gracias a Dios por permitirme vivir gratas experiencias durante mi época universitaria, a cada docente de la facultad que hizo parte de este proceso integral de formación a través su amplia experiencia, conocimientos, comentarios y discusiones.

Agradecer sinceramente la disposición del grupo Distriluz que a través de su sede Electronorte en Lambayeque, ha mostrado un interés significativo para participar en el proyecto brindado aportes y opiniones para su desarrollo, así como todo el grupo de trabajos del área técnica por la ayuda brindada para monitorear y recolectar la información del sistema.

Por último a las personas que han formado parte de mi vida universitaria agradecerles su amistad, consejos, apoyo, ánimo y compañía en los momentos felices y difíciles de mi vida. Algunas están aquí conmigo y otras en mis recuerdos y en mi corazón, sin importar en donde estén quiero darles las gracias por formar parte de mí, por todo lo que me han brindado y por todas sus bendiciones.

## RESUMEN

En la presente tesis se desarrolla una evaluación técnica y económica de la mejora en la confiabilidad de un sistema de distribución eléctrico al cual se le acopló a un señalizador de fallas, para ello se realizarán un análisis de los parámetros de calidad según Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, (NTCSE) y Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER) de esta forma diagnosticaremos los principales sucesos que afectan la calidad de suministro eléctrico y perjudican a los usuarios finales. Con la finalidad de establecer sus indicadores System Average Interruption Frequency Index (Índice de frecuencia de interrupción media del sistema - SAIFI) y System Average Interruption Duration Index (Índice de duración de interrupción media del sistema – SAIDI).

Realizando el análisis en la red de distribución en media tensión, del alimentador más crítico de la UU.NN Sucursales de Chiclayo en dos condiciones de funcionamiento distintos, iniciando con un diagnóstico del primer escenario una sistema de distribución en ambiguo y tradicional del País, y un segundo escenario donde se provee y/o acopla unos equipos señalizador de fallas al sistema de distribución que reducir los tiempos de respuesta ante un eventual interrupción del servicio eléctrico, en ambos escenarios se determinará los indicadores utilizando los criterios elementales de evaluación de confiabilidad.

Con los resultados se analizará las variaciones de los indicadores SAIFI Y SAIDI , se logrará determinar técnica y económicamente el grado la incidencia que tendrá el señalizador de falla en sistema teniendo en cuenta la configuración de la misma para lograr un equilibrio óptimo entre costos y confiabilidad.

**Palabras claves:** Confiabilidad, distribución, señalizador, fallas, indicadores, parámetros, tensión.

## **ABSTRACT**

In the present thesis a technical and economic evaluation of the improvement in the reliability of an electrical distribution system to which it is coupled to a fault signaling device is developed, for which an analysis of the quality parameters will be carried out according to the Technical Quality Standard of Electrical Services, (NTCSE) and Technical Standard of Quality of Rural Electric Services (NTCSER) in this way we will diagnose the main events that affect the quality of electricity supply and harm end users. In order to establish their System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) and System Average Interruption Duration Index (SAIDI).

Performing the analysis in the medium voltage distribution network of the most critical feeder of the UU.NN Sucursales de Chiclayo in two different operating conditions, starting with a diagnosis of the first scenario an ambiguous and traditional distribution system of the Country, and a second scenario where fault signaling equipment is provided and / or coupled to the distribution system that reduce the response times in the event of an interruption of the electric service, in both scenarios the indicators will be determined using the elementary criteria of reliability evaluation.

With the results we will analyze the variations of the SAIFI and SAIDI indicators, it will be possible to determine technically and economically the degree the incidence that the system fault indicator will have taking into account the configuration of the same to achieve an optimal balance between costs and reliability.

**Keywords:** Reliability, distribution, signaling, failures, indicators, parameters, tension.

## ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	13
I. GENERALIDADES.....	14
PROBLEMA: .....	14
OBJETIVO GENERAL .....	15
OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	15
JUSTIFICACIÓN.....	15
ALCANCE .....	16
II. MARCO TEÓRICO .....	17
1.1 SISTEMA ELÉCTRICO DISTRIBUCIÓN .....	17
1.1.1 Alimentación del sistema.....	17
1.1.2 Topología de un sistema de distribución .....	17
1.2 CONFIABILIDAD .....	20
1.3 CONFIABILIDAD DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN.....	20
1.4 PARÁMETROS CONFIABILIDAD DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN..	21
1.4.1 Tasa de falla ( $\lambda$ ) .....	21
1.4.2 Tiempo de Reparación (r).....	21
1.4.3 Energía no suministrada (ENS).....	21
1.4.4 Carga promedio desconectada .....	21
1.4.5 Tiempo anual de desconexión esperado. (U).....	21
1.5 ÍNDICES GLOBALES DE CONFIABILIDAD .....	22
1.5.1 Índices de frecuencia de interrupción media del sistema (System Average Interruption Frequency Index).....	22
1.5.2 Índice de duración de interrupción media del sistema (System Average Interruption Duration Index) .....	23
1.5.3 Índice de frecuencia de interrupción media de los usuarios (Customer Average Interruption Frequency Index).....	23
1.5.4 Índice de duración de interrupción media de los usuarios (Customer Average Interruption Duration Index).....	24
1.5.5 Índice de disponibilidad media del Sistema ( Average Service Availability Index).....	24
1.5.6 Indicador de Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio (DES).....	24
1.5.7 Indicador de Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio. (FES).....	25

1.6	MÉTODOS PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD .....	25
1.6.1	Método Probabilístico .....	25
1.6.2	Método determinístico .....	26
1.6.3	Técnica de frecuencia y duración .....	28
1.6.4	Método de cortes mínimos .....	29
1.6.5	Modos de falla y análisis de efecto.....	29
1.7	ALTERNATIVAS PARA INCREMENTAR LA CONFIABILIDAD .....	29
1.7.1	Reducir el tiempo de interrupciones .....	30
1.7.2	Reducir la frecuencia de interrupción.....	31
1.7.3	Reducir el impacto de las interrupciones.....	32
1.8	COSTOS Y VALOR DE LA CONFIABILIDAD .....	33
1.9	NUEVAS TECNOLOGÍAS COMO ALTERNATIVA PARA INCREMENTAR LA CONFIABILIDAD .....	34
1.10	MARCO LEGAL DEL SUSTENTO .....	36
1.10.1	Calidad de suministro .....	36
1.10.2	Indicadores de calidad de suministro.....	37
1.10.3	Tolerancias.....	38
1.10.4	Compensaciones .....	39
III.	INGENIERÍA DEL PROYECTO .....	41
2.1	METODOLOGÍA .....	41
2.2	DETERMINAR EL ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO .....	41
2.2.1	Ubicación.....	41
2.3	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DISTRIBUCIÓN ILLIMO 201 .....	42
2.3.1	Sub estación de potencia Illimo.....	42
2.3.2	Líneas de Distribución SEP Illimo 201 .....	42
2.3.3	Sub estaciones de Distribución de la SEP Illimo 201 .....	43
2.3.4	Mapa de ubicación del sistema Illimo 201 .....	43
2.4	VALIDAR LA INSTALACIÓN E IDENTIFICAR LA UBICACIÓN DEL SEÑALIZADOR DE FALLA .....	44
2.4.1	Justificación del Acoplamiento del Señalizador al sistema.....	44
2.4.2	Determinar Equipo Señalizador de Falla.....	44
2.4.3	Instalación Sistema de Gestión de Redes (SGR) en una red MT .....	48
2.4.4	Identificar los puntos de ubicación del Señalizador de falla .....	49
2.5	EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ILLIMO 201 .....	50



2.5.1	Información histórica utilizada.....	50
2.5.2	Selección de eventos de intereses.....	50
2.6	EVALUACIÓN DEL SISTEMA DURANTE EL PERÍODO DE INTERÉS	52
2.7	EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN CADA PERÍODO .....	53
2.7.1	Primer periodo .....	53
2.7.2	Segundo período.....	59
IV.	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	63
3.1	ANÁLISIS DE LOS INDICADORES DE CONFIABILIDAD POR USUARIO AFECTADO.....	63
3.2	ANÁLISIS DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD POR SISTEMA .....	65
3.3	ANÁLISIS DE COSTOS DE INSTALACIÓN DE SEÑALIZADORES DE FALLAS.....	66
3.3.1	Costos unitarios suministro .....	66
3.3.2	Costo total de suministro y montaje .....	68
3.3.3	Pérdidas mensuales durante el periodo de estudio .....	68
3.4	IMPACTO ECONÓMICO DE LA INSTALACIÓN DE SEÑALIZADORES DE FALLAS.....	72
3.5	INDICADORES FINANCIEROS .....	75
V.	CONCLUSIONES .....	76
VI.	RECOMENDACIONES .....	78
VII.	BIBLIOGRAFÍA.....	79
VIII.	ANEXOS .....	81
	Anexo 1: INDICADORES SAIFI – SAIDI ELECTRONORTE .....	82
	Anexo 2: Indicadores SAIDI UU. NN Sucursales durante 2015 .....	83
	Anexo 3: Diagrama unifilar sistema eléctrico Chiclayo (Olmos-Motupe-Illimo) ..	84
	Anexo 4: Especificaciones técnicas de Señalizadores de Falla 15-60KV.....	85
	Anexo 5: Plano del sistema de distribución Illimo 201.....	86
	Anexo 6: Tablas de datos de incidencias en el sistema de distribución Illimo 201 durante el 2015 .....	87
	Anexo 7: Tablas de datos de incidencias en el sistema de distribución Illimo 201 durante el 2016 .....	88

## ÍNDICES DE TABLAS

Tabla 1: Especificaciones SEP Illimo. ....	42
Tabla 2: Interrupciones del servicio durante el 2015 .....	54
Tabla 3: Cantidad y Tiempo de las Interrupciones durante cada mes del 2015.....	55
Tabla 4: Tolerancia para índices de confiabilidad.....	56
Tabla 5: Índices de frecuencia de interrupción media del sistema por alimentador de la SEP Illimo 201 durante el 2015.....	57
Tabla 6: Índices de duración de interrupción media del sistema por alimentador de la SEP Illimo 201 durante el 2015.....	57
Tabla 7: Índices de confiabilidad del sistema de distribución Illimo 201 durante el 2015. ....	58
Tabla 8: Cantidad y Tiempo de las Interrupciones durante cada mes del 2015.....	60
Tabla 9: Índices de frecuencia de interrupción media del sistema por alimentador de la SEP Illimo 201 durante el 2016.....	61
Tabla 10: Índices de duración de interrupción media del sistema por alimentador de la SEP Illimo 201 durante el 2015.....	61
Tabla 11: Índices de confiabilidad del sistema de distribución Illimo 201 durante el 2015. ....	62
Tabla 12: Interrupciones del servicio eléctrico durante el tiempo de estudio .....	63
Tabla 13: Tiempo de interrupciones del servicio eléctrico durante el tiempo de estudio. ....	64
Tabla 14: Cuadro comparativo SAIFI de los periodos de estudio.....	66
Tabla 15: Cuadro comparativo SAIDI de los periodos de estudio.....	66
Tabla 16: Costos de suministro. ....	67
Tabla 17: Costos para la instalación de Señalizadores de falla. ....	68
Tabla 18: Factor de magnitud de los indicadores de calidad durante el 2015.....	70
Tabla 19: Factor de magnitud de los indicadores de calidad durante el 2016.....	70
Tabla 20: Energía Teóricamente no Suministrada durante el 2015.....	71
Tabla 21: Energía Teóricamente no Suministrada durante el 2016.....	71
Tabla 22: Compensaciones por pérdidas durante el 2015. ....	72
Tabla 23: Compensaciones por pérdidas durante el 2016. ....	72
Tabla 24: Costo / beneficio de la instalación de señalizadores de fallas. ....	74

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Topología de un sistema de distribución radial.....	18
Ilustración 2: Topología un sistema de distribución radial con alimentador auxiliar. ...	19
Ilustración 3: Configuración de una red de distribución. ....	20
Ilustración 4: Sistema de dos ternas .....	26
Ilustración 5: Diagrama del Método determinístico.....	27
Ilustración 6: Proceso de operación-falla-reparación-operación.....	28
Ilustración 7: Costos de confiabilidad .....	34
Ilustración 8: Tabla de valores mínimos de los indicadores de confiabilidad.....	40
Ilustración 9: Sistema Eléctrico Chiclayo. ....	42
Ilustración 10: Mapa del sistema Illimo 201. ....	43
Ilustración 11: Señalizador de Falla FCI-AR-02.....	46
Ilustración 12: Concentrador (FTW200) .....	47
Ilustración 13: Sistema de Gestión de Redes.....	48
Ilustración 14: Ubicación de los Señalizadores de Falla en el Sistema.....	49
Ilustración 15: Vista del monitoreo de fallas mediante señalizadores.....	50
Ilustración 16: Tabla de valores para determinar costos de energía no suministrada. ...	69

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

Grafico 1: Porcentaje de las causas de las interrupciones durante el 1° Sem. del 2015.	53
Grafico 2: Porcentaje de las causas de las interrupciones durante el 2° Sem. del 2015.	54
Grafico 3: Porcentaje de las causas de las interrupciones durante el 1° Sem. del 2016.	59
Grafico 4: Variación de interrupciones durante el tiempo de estudio. ....	64
Grafico 5: Variación del tiempo de interrupciones durante el tiempo de estudio .....	65

## INTRODUCCIÓN

La presente tesis realizará una evaluación de la mejora en el grado confiabilidad un sistema de distribución de MT que pertenece a un alimentador crítico de la UU.NN Sucursales de Chiclayo, para determinar su impacto técnico y económico de un proyecto piloto implementado por Electronorte que consiste en instalar equipos señalizadores de falla a lo largo de una red de distribución de MT para mejorar la calidad del servicio y así lograr brindar seguridad y tranquilidad a todos los que de una u otra manera se benefician del consumo de energía, además de establecer un precedente ya que por primera vez existen estos sistemas en la región para corregir oportunamente todo aquello que interrumpe el correcto funcionamiento del sistema.

Se determinara los índices de confiabilidad SAIFI Y SAIDI evaluando sus parámetros de confiabilidad con el fin de estimar el grado de seguridad y disponibilidad del sistema además de fijar metas de calidad en función de las necesidades de suministro de los consumidores, tomando en la inversión necesaria en equipos y su mantenimiento, dichas metas de calidad deben ser establecidas a través de índices numéricos.

La mejora en el grado de confiabilidad del sistema se evaluara desde un punto de vista técnico a partir criterio utilizado para la instalación de los equipos señalizadores, estos influirán directamente en la tasa de falla y en especial el tiempo de reparación, ambos parámetros de confiabilidad determinarán los Índices SAIFI y SAIDI.

Desde un punto de vista económico se evaluará la inversión realizada en la instalación los equipos señalizadores de falla y se determinara la disminución pérdidas por energía no vendida, obteniendo al final el plazo que se recupera la invención y los beneficios económicos a corto o mediano plazo de usar nueva tecnología para cuantificar la confiabilidad del sistema de distribución.

## I. GENERALIDADES

### PROBLEMA

En un sistema eléctrico la calidad del servicio está afectada por parámetros relacionados a causas que impiden la continuidad del servicio como las fallas causadas por fluctuaciones de voltaje, bajos niveles de aislamientos, líneas abiertas o caídas, etc. Estos fenómenos han afectado de manera considerable al sistema de distribución Chiclayo, según los indicadores SAIDI corresponde un valor de 135.16% sobre su meta en la UU.NN Sucursales y de ellos el Alimentador Illimo 201 el más crítico, debido a redes de media tensión precarias de propiedad de ADINELSA.

Por lo cual la empresa responsable de la distribución de energía ha optado por invertir en implementar nueva tecnología para reducir las interrupciones de servicio y mejorar la calidad de servicio en los usuarios finales.

Con el fin de mejorar la calidad de servicio la empresa distribuidora Distriluz través de su representante en esta zona del país (Electronorte S.A.) adquirieron e instalaron señalizadores de fallas en el sistema, la cual supone mejoras en el sistema tanto en la calidad de servicio como en el aspecto económico, ya que se busca disminuir pérdidas económicas por energía no vendida. De esta manera considerando que se realiza algo innovador y teniendo en cuenta que la interrupciones de servicio son no predecibles no se conoce el índice/grado de mejora en los índices de confiabilidad, así como también el impacto económico que supone se tendrá al incrementar los índices de confiabilidad, además de la parte técnica en cuanto a la configuración del nuevo sistema si este está sobredimensionado o carece de los detectores para lograr una homogeneidad en el servicio que se brinda es por esto que se busca evaluar técnica y económicamente de la instalación de señalizadores de fallas en el sistema para poder marcar un precedente en la región para mejorar la calidad de servicio y determinando los beneficios que tiene al utilizar nuevas tecnologías, para poder implementar en a lo largo de todo el sistema Chiclayo oeste.

Teniendo en cuenta lo mencionado, la presente tesis desarrolla una investigación orientada a determinar los indicadores SAIFI y SAIDI aplicables a los sistemas que atiende al alimentador más crítico de la UU.NN Sucursales de Chiclayo., que respondan a un equilibrio óptimo entre costo y confiabilidad. De esta forma, tomando como

referencia dichos indicadores, las acciones en mejora de la confiabilidad de los sistemas que atienden al sistema, se orientarán adecuadamente.

### **OBJETIVO GENERAL**

- ✚ Realizar una evaluación técnica y económica de la instalación de señalizadores de fallas para incrementar los indicadores de confiabilidad en un sistema de distribución en media tensión.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- ✚ Determinar y justificar el sistema de distribución para la instalación de los señalizadores de fallas.
- ✚ Validar la correcta ubicación de los señalizadores de falla.
- ✚ Diagnóstico del sistema de distribución previo al acoplamiento de señalizadores de fallas.
- ✚ Validar y determinar el índice los índices de confiabilidad en el sistema, previo al acoplamiento de señalizadores de falla.
- ✚ Evaluar el sistema de distribución posterior al acoplamiento de señalizadores de fallas.
- ✚ Validar y determinar el índice los índices de confiabilidad, posterior al acoplamiento de señalizadores de falla.
- ✚ Evaluar técnicamente la mejora de la confiabilidad en el sistema de distribución posterior al acoplamiento del señalizador de fallas.
- ✚ Evaluar el impacto económico del acoplamiento del señalizador de fallas en el sistema de distribución.

### **JUSTIFICACIÓN**

La situación actual servicio eléctrico en la localidad de ILLIMO ha mejorado a consecuencia del acoplamiento del señalizador de fallas en la redes de distribución de media tensión que proviene del alimentador ILLIMO 201, por lo cual surge la necesidad de evaluar la mejora de los índices de confiabilidad y determinar los beneficios técnicos y económicos del servicio en la nueva configuración del sistema eléctrico y así tomar acciones y/o medidas que beneficien a nuevos a Alimentadores y satisfacer la demanda a los consumidores y empresa concesionaria encargada de brindar el suministro eléctrico en la región Lambayeque.

En la presente evaluación técnica se justificara mediante criterios y parámetros ingenieriles que determinara la mejora de los indicadores de confiabilidad de un sistema eléctrico al acoplar un señalizador de fallas, del cual sus redes de distribución son afectadas por constantes afecciones producidas por las cargas u otras anomalías del sistema.

Desde un punto de vista económico quedará de manifiesto en las horas fuera de servicio afecta directamente a la empresa y los consumidores que requieren del uso de energía eléctrica para generar sus ingresos. Siendo esta una propuesta que permite conocer el impacto económico que tendrá en la empresa así mismo se busca impulsar la adaptación de estos equipos en nuevos alimentadores para optimizar el sistema eléctrico en la parte norte del país y mejorar los servicios de distribución eléctrica.

Por lo antes expuesto evaluando técnica y económicamente, se determinar el grado de repercusión de estos equipos en una red de distribución en media tensión de los sistemas eléctricos, y así tomar alguna acción correspondiente para mejorar el servicio de distribución la región además se desarrollaran modelos de planificación que permitan optimizar la red eléctrica.

#### **ALCANCE**

- ✚ Realizar un levantamiento adecuado y completo del período actual del sistema distribución eléctrico del alimentador de 22.9 KV ILLIMO201-LAMBAYEQUE.
- ✚ Determinar un índice de confiabilidad un del sistema eléctrico acoplado a estos equipos que permitirá dar solución a las fallas eléctricas y sea un precedente para mejoras del servicio de distribución en MT de la región.
- ✚ Analizar, corregir y optimizar la calidad del servicio eléctrico de la zona ILLIMO



## **II. MARCO TEÓRICO**

### **1.1 SISTEMA ELÉCTRICO DISTRIBUCIÓN**

Un sistema de distribución de energía eléctrica es un conjunto de equipos que permiten energizar de forma segura y fiable a un número determinado de usuarios (cargas). En distintos niveles de tensión, ubicados generalmente en diferentes lugares.

Un sistema de distribución normal consta de alimentadores los cuales alimentan un área bien definida mediante redes distribución y sub estaciones de distribución montadas sobre postes, en casetas o cámaras subterráneas, cerca de los centros de consumo, que transforma la energía una tensión adecuada para la distribución de los usuarios finales.

Luego se tiene las redes de distribución de baja tensión que transportan la energía a lo largo de las calles y por acometidas que transportan la energía desde las redes de baja tensión hasta los empalmes de los usuarios (sub sistema de distribución secundaria).

Las redes de distribución presentan características muy particulares, que las diferencian de las de transmisión. Entre las que se distinguen:

- Topología radiales
- Múltiples conexiones (monofásicas, bifásicas y trifásicas)
- Cargas de distinta naturaleza
- Posibilidad de ampliación de cualquier parte del sistema.

#### **1.1.1 Alimentación del sistema**

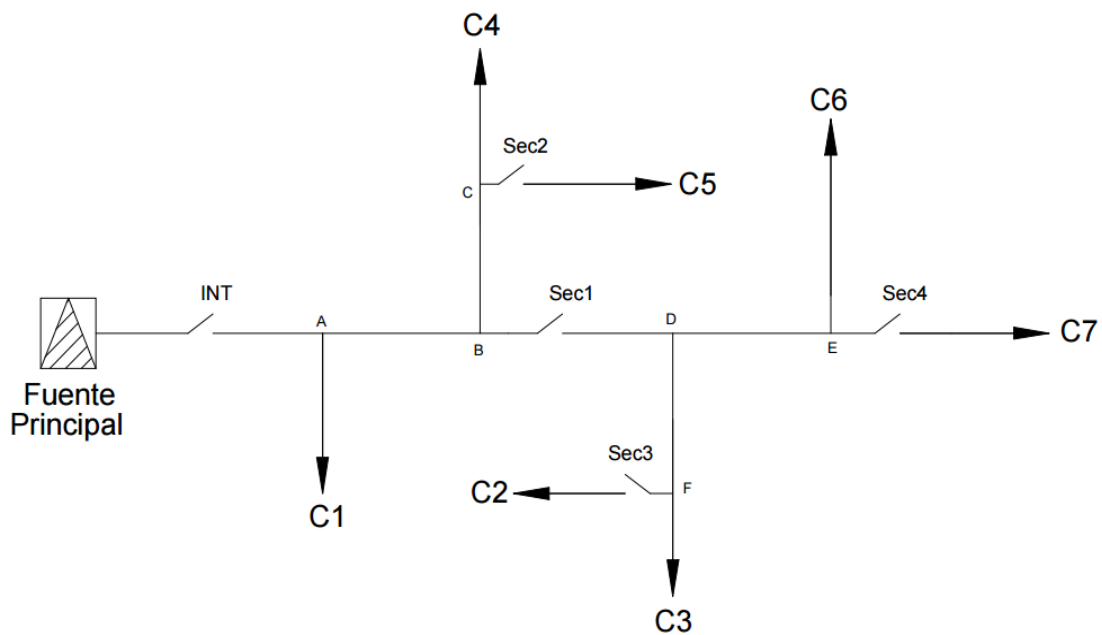
Está compuesto básicamente por un alimentador eléctrico es un conductor que como su nombre lo indica es el encargado de suministrar toda la corriente que un grupo de carga consume a través de un conjunto de subestaciones. Cada subestación suministra en un sector determinado una porción de la energía total requerida por el sistema. Cada una de las subestaciones alimenta un sector de la línea de transmisión.

#### **1.1.2 Topología de un sistema de distribución**

##### **1.1.2.1 Topología Radial**

En la práctica los sistemas de distribución son de forma radial, que consiste en una sola entrada de alimentación y ésta es distribuida a todas las cargas que conforman la red de distribución; debido a que obtiene mayor economía en las protecciones, es más fácil el

diseño, se reduce la dificultad de ubicar las fallas, se mejora el perfil de tensión del sistema y en general se simplifica la operación de la red de distribución.

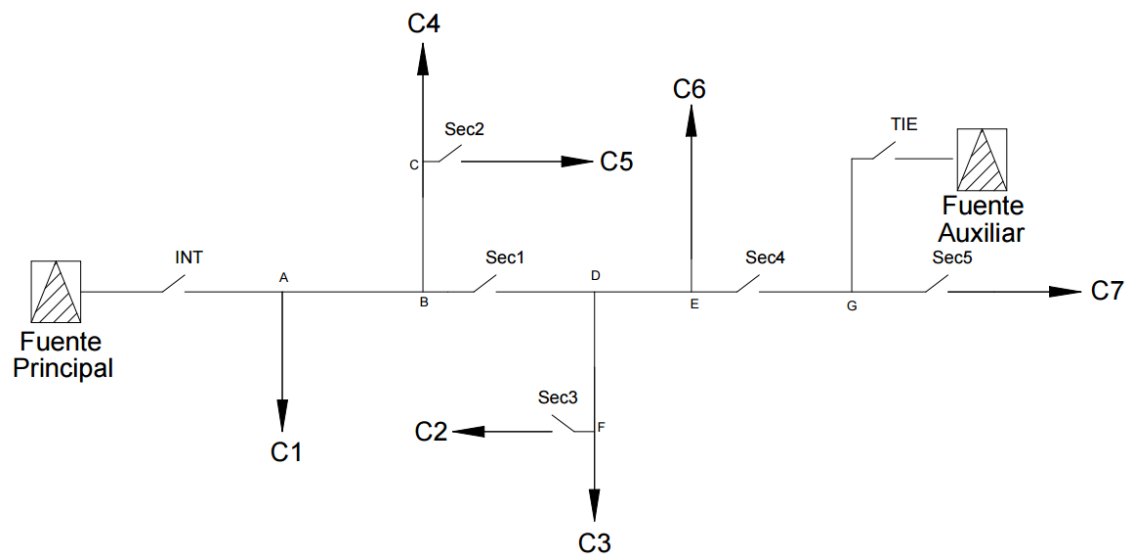


*Ilustración 1:* Topología de un sistema de distribución radial

En la figura anterior, vemos si un equipo eléctrico (equipo de protección, línea de transmisión, etc.) falla, originara una interrupción de energía de todas las cargas después del punto del equipo de fallado, y así este no tiene una protección adecuada puede que la interrupción afecte a todas las cargas de la red de distribución. (Allan, Reliability Evaluation of Power Systems, 1998)

### 1.1.2.2 Topología Radial con alimentación auxiliar

Esta configuración permite alimentar a la carga que fueron afectadas por una interrupción, gracias a una alimentación externa y de un seccionador de línea que ayuda a aislar la falla. Como se ilustra en la siguiente figura:



**Ilustración 2:** Topología un sistema de distribución radial con alimentador auxiliar

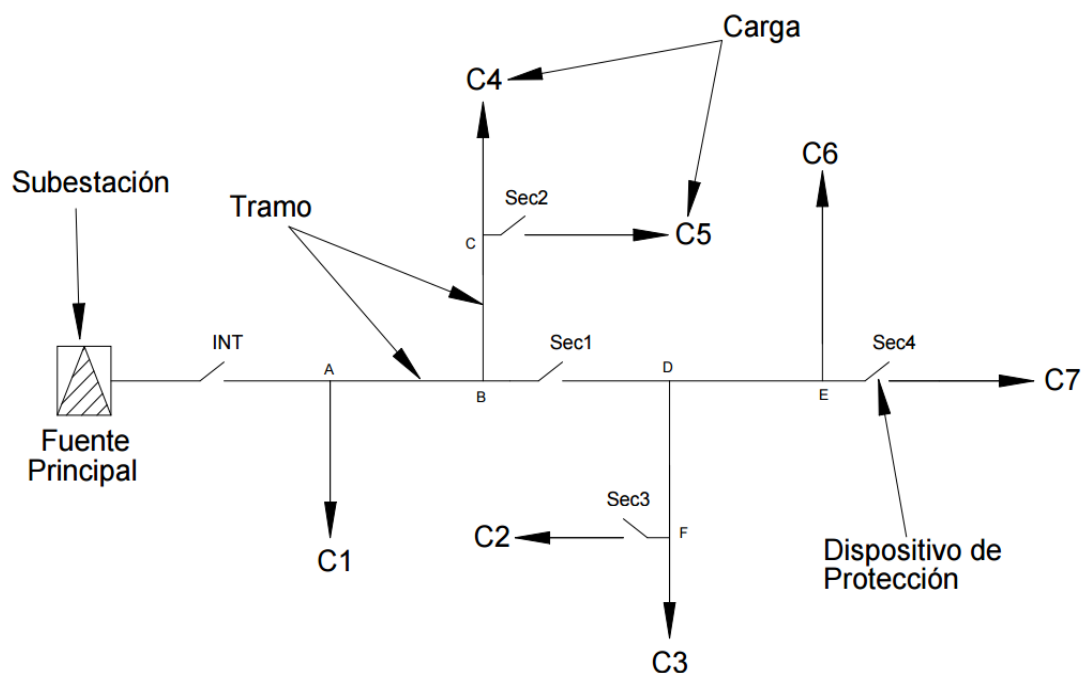
Del circuito vemos que la alimentación original es la fuente principal y la fuente auxiliar es la alimentación externa, además tiene un TIE (seccionador de enlace) que esta normalmente abierto, si ocurre una falla en el tramo BC la falla es aislada por medio de seccionador de línea Sec1 y el TIE es cerrado con el fin de satisfacer de energía a las cargas que serían afectadas debido a la falla, la configuración permanecerá hasta que el problema se corrija y vuelva a su situación normal. (Allan, Reliability Evaluation of Power Systems, 1998)

### 1.1.2.3 Configuración de la red

Para realizar el cálculo de los índices de confiabilidad se tienen que definir los componentes que conforman una red eléctrica, y que se señala a continuación:

- a) Carga: Es el punto de suministro de energía eléctrica.
- b) Tramo: Es la línea por donde se transmite la energía
- c) Dispositivo de protección: Es la fuente de energía eléctrica

En la siguiente figura se ilustra los componentes de una red de distribución.



*Ilustración 3:* Configuración de una red de distribución

## 1.2 CONFIABILIDAD

La confiabilidad se originó como técnica de comparación alternativa de opciones en combinación con aspectos económicos a partir de los criterios de la ingeniería, por lo que se ha convertido en un aspecto importante del diseño de un sistema. Su desarrollo ha permitido crear técnicas de evaluación que permiten sustentar criterios ingenieriles acerca de cuándo y cómo fallará un sistema, los orígenes y las consecuencias de la falla, permitiendo brindar información acerca de la calidad de un determinado equipo o sistema por medio de indicadores. Su evaluación a través de estos indicadores cuantitativos permite establecer políticas de adquisición de bienes, que a su vez contribuyen en realizar diseños y mantenimiento de los equipos de forma más óptima y económica, basado en la comparación objetiva de equipos y sistemas a partir de su grado de desempeño operativo. (RODRÍGUEZ, 2009)

## 1.3 CONFIABILIDAD DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN

Está representado por un índice o parámetro de confiabilidad utilizados para redes eléctricas que pretenden cuantificar la calidad del servicio que presenta la red en cualquier punto de consumo.

Los índices de confiabilidad determinados en cada punto de la carga se pueden acumular para obtener los índices a nivel del alimentador primario, subestación de distribución o

sistema total, considerando los datos históricos existentes en las empresas, referentes a fallas ocurridas durante el periodo de un año y un enfoque futuro, el cual se basa en la predicción de los índices de falla de los clientes y del sistema a partir de parámetros de confiabilidad de componentes que puedan calcularse en base a datos estadísticos existentes, o bien tomarse de estándares apropiados .

## **1.4 PARÁMETROS CONFIABILIDAD DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN**

Existen cuantificadores que determinan el comportamiento del suministro de la red y que se cuantifica en función de la frecuencia y la duración y los más populares son:

### **1.4.1 Tasa de falla ( $\lambda$ )**

Representa la cantidad de veces que un consumidor se ve privado del suministro de electricidad, por unidad de tiempo. Generalmente se considera como unidad de tiempo el periodo de un año, ya que la disponibilidad de electricidad normalmente es alta. El inverso de la tasa de falla se conoce como tiempo promedio de fallas

### **1.4.2 Tiempo de Reparación (r)**

Representa la acción de cambio o reparación del elemento causante del problema. Es el tiempo promedio que dura una falla de suministro, expresado en horas. El inverso del tiempo de reparación se conoce como tasa de reparación

### **1.4.3 Energía no suministrada (ENS)**

Representa la cantidad de energía que la empresa de distribución pierde de vender. Este índice tiene gran relevancia para estas empresas, dado que puede utilizarse como parámetro de decisión al evaluar alternativas de mejoramiento de calidad de servicio.

### **1.4.4 Carga promedio desconectada**

Es una cuantificación de la cantidad de consumidores afectados por los cortes de suministro.

### **1.4.5 Tiempo anual de desconexión esperado. (U)**

Es la indisponibilidad total de servicio durante un año, medido en horas. Se obtiene como la multiplicación de la tasa de fallas por su duración promedio.

## 1.5 ÍNDICES GLOBALES DE CONFIABILIDAD

Los índices de confiabilidad se pueden calcular para todos los sistemas, como también para puntos de carga más importantes (zona de prioridad) los principales índices usados para el sistema se dividen en tres grandes grupos

Y se encuentran dentro de la siguiente clasificación:

- a) Índice de frecuencia
- b) Índice por duración
- c) Índice por interrupciones momentáneas.

De acuerdo a la norma IEEE Estándar 1366-1998 ( Trial- Use Guide for Power Distribution Reliability se especifica 12 índices de confiabilidad las cuales se hallan agrupadas dentro de la clasificación indicadas líneas arriba, estacándose las mas importantes que se detallan a continuación:

### 1.5.1 Índices de frecuencia de interrupción media del sistema (System Average Interruption Frequency Index)

El indicador SAIFI representa la cantidad promedio de interrupciones que experimenta un usuario (clientes) durante un periodo de tiempo. Para una cantidad fija de usuarios, la única manera de mejorar el indicador SAIFI es reducir la cantidad de interrupciones. Por ello, una mejora del indicador SAIFI implica una mejora de la confiabilidad del sistema eléctrico. (IEEE, 2007)

$$SAIFI = \frac{NUMERO DE INTERUPCIONES A LOS USUARIOS}{NUMERO TOTAL DE USUARIOS ATENDIDOS}$$

$$SAFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i}$$

Donde:

- $\lambda_i$ : es la tasa de fallas del punto i
- $N_i$ : número de usuarios del punto de carga i

### 1.5.2 Índice de duración de interrupción media del sistema (System Average Interruption Duration Index)

El indicador SAIDI representa la duración promedio de interrupciones que experimenta un usuario (cliente) durante un periodo de tiempo. Para una cantidad fija de usuarios, el indicador SAIDI puede ser mejorado reduciendo la cantidad de interrupciones o la duración de las mismas. Debido a que estos dos parámetros reflejan la mejora de la confiabilidad, una reducción del indicador SAIDI indica una mejora de la confiabilidad del sistema eléctrico. (IEEE, 2007)

$$SAIDI = \frac{SUMA DE LAS DURACIONES DE LAS INTERUPCIONES}{NUMERO TOTAL DE USUARIOS ATENDIDOS}$$

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i}$$

Donde:

- $U_i$ : es el tiempo de interrupciones anual del punto de carga i.
- $N_i$ : número de
- usuarios del punto de carga i.

### 1.5.3 Índice de frecuencia de interrupción media de los usuarios (Customer Average Interruption Frequency Index)

El indicador CAIFI representa la cantidad promedio de interrupciones que experimenta un cliente interrumpido durante un periodo de tiempo. Está orientado a evaluar la tendencia de la calidad de suministro de los clientes interrumpidos. El menor valor que puede tomar el indicador CAIFI es uno. (IEEE, 2007)

$$CAIFI = \frac{NUMERO DE INTERUPCIONES A LOS USUARIOS}{NUMERO TOTAL DE USUSARIOS AFECTADOS}$$

$$CAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum (Usuarios Afectados)_i}$$

Donde:

- $\lambda_i$ : es la tasa de fallas del punto i
- $N_i$ : número de usuarios del punto de carga i

#### 1.5.4 Índice de duración de interrupción media de los usuarios (Customer Average Interruption Duration Index)

El indicador CAIDI representa la duración promedio de interrupciones de un usuario (cliente) interrumpido durante un periodo de tiempo. También está asociado al tiempo de respuesta de la empresa distribuidora ante fallas. El indicador CAIDI puede ser mejorado reduciendo la duración de las interrupciones pero también incrementando el número de interrupciones. En ese sentido, una reducción del indicador CAIDI no necesariamente refleja una mejora de la confiabilidad del sistema eléctrico. (IEEE, 2007)

$$CAIDI = \frac{SUMA DE LAS DURACIONES DE LAS INTERUPCIONES}{NUMERO TOTAL DE USUARIOS AFECTADOS}$$

$$CAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i \lambda_i}$$

Donde:

- $U_i$ : es el tiempo de interrupciones anual del punto de carga  $i$ .
- $\lambda_i$ : es la tasa de fallas del punto  $i$ .
- $N_i$ : es el número de usuarios del punto de carga  $i$ .

#### 1.5.5 Índice de disponibilidad media del Sistema ( Average Service Availability Index)

El indicador ASAI brinda la misma información que el indicador SAIDI pero de forma relativa. Un valor alto del indicador ASAI refleja altos niveles de confiabilidades. A diferencia del indicador SAIDI que se expresa en horas por periodo, el indicador ASAI se expresa en por unidad o en tanto por ciento. (IEEE, 2007)

$$ASAI = 1 - \frac{SAIDI}{HORAS DE SERVICIO DEMANDADAS POR EL USUARIO}$$

Horas de servicio demandadas por el usuario = 8760

#### 1.5.6 Indicador de Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio (DES)

$$DES_c = \sum_{I=1}^{NTI} t(i)$$



**Donde:**

- **DESc** : Sumatorias del tiempo en horas de las interrupciones del servicio en un circuito, acumulada mes a mes durante un tiempo transcurrido.
- **I**: interrupción i-ésima
- **t(i)**: tiempo en horas de la interrupción i-ésima.
- **NTI**: número total de interrupciones que ocurrieron en el circuito, acumuladas mes a mes durante el tiempo transcurrido en cada trimestre.

**1.5.7 Indicador de Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio. (FES)**

$$FES_c = NTI$$

**FESc**: Sumatoria del número de veces que el servicio es interrumpido en un circuito, acumuladas mes a mes durante el tiempo transcurrido en cada trimestre.

Los indicadores DES y FES se calculan a nivel de subestación esto se debe a que solo existe un equipo de medida localizado en la subestación el cual mide solamente las fallas que se presentan en el tramo principal hasta el primer seccionamiento. (IEEE, 2007)

**1.6 MÉTODOS PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD**

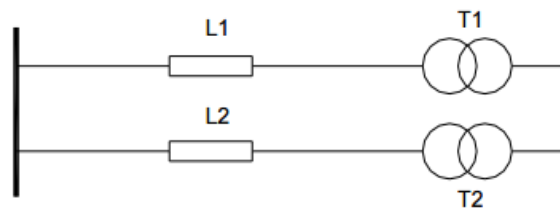
Los métodos de confiabilidad definen cuantitativamente los niveles aceptables de fallas y dentro de los métodos de confiabilidad tenemos:

**1.6.1 Método Probabilístico**

Este método consiste en simular en forma estocástica diferentes casos de operación, partiendo de las distribuciones de probabilidad de cada uno de los componentes del sistema, donde el más utilizado es el método probabilístico de Monte Carlo. Este método se utiliza para sistemas en que las fallas dominantes son las de generación. La ventaja principal de este método es la facilidad que ofrece de poder tener en cuenta cualquier variable aleatoria y cualquier contingencia y la posibilidad de adoptar políticas de operación similares a las reales. Sin embargo, por ser un método estocástico que se utiliza más en sistemas de generación se prefiere usar el método determinístico, dado que es mucho más fácil su manejo. (SÍNCHEZ, 2011)

### 1.6.2 Método determinístico

Un proceso continuo de Markov se adecua cuando el sistema es continuo en el tiempo, es decir si en una red eléctrica, sea transmisión o de distribución, llega a fallar un elemento y luego esta pueda ser restablecido, ya sea reemplazando o reparando, de esta manera el sistema tiende a una operación normal del sistema y por ende el sistema es continuo en el tiempo. Si tenemos un sistema de dos ternas de línea de distribución con transformadores en serie con las líneas, tal como se muestra en figura:



*Ilustración 4:* Sistema de dos ternas

Este sistema puede estar operando o en falla dependiendo de los componentes del sistema, esta combinación de estados que se presenta hace que permita dar un servicio continuo en el sistema, para ello es necesario definir las condiciones de trabajo de los elementos y sus características generales. Si las fallas ocurriesen ya sea en la línea o en el transformador o en ambos inclusive, habría la posibilidad de entregar energía por la otra terna, pero si estas fallas ocurriesen en ambas ternas ya no habría posibilidad de entregar energía al consumidor, de todas las posibilidades que se presente se conforma un estado que contiene  $2^2 = 4$  posibilidades, es decir si se presenta más elementos, la dificultad de análisis sería mayor.

Por otro lado, si consideramos situaciones más reales como sobrecarga en los elementos del sistema, que se presenta en situaciones de contingencia, por esta condición aumentaría la cantidad de estados posibles en el sistema de lo que originalmente se consideraba cuatro estados. Si quisiéramos hallar la probabilidad de ocurrencia en un estado de un elemento con una tasa de falla  $\lambda$  y una tasa de reparación  $\mu$  con funciones de distribución exponencial, se tiene lo siguiente:

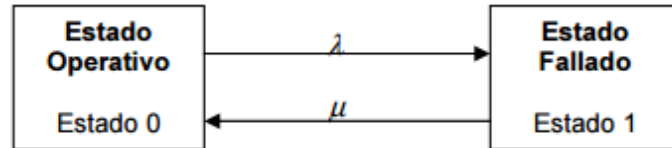
$P_0(t)$  : Probabilidad de los componentes en operación en el tiempo.

$P_1(t)$ : Probabilidad de los componentes fuera de servicio en el tiempo.

$\mu$  : Tasa de reparación.

$\lambda$  : Tasa de falla.

Diagrama se muestra en la figura:



*Ilustración 5:* Diagrama del Método determinístico

Se tiene:

$$P_0(t + dt) = P_0(t)(1 - \lambda dt) + P_1(t)\mu dt$$

$$P_1(t + dt) = P_1(t)(1 - \mu dt) + P_0(t)\lambda dt$$

Para condiciones iniciales  $P_0$  y  $P_1$  cuando  $dt \rightarrow 0$ , es equivalente a

$$P_0(0) + P_1(0) = 1$$

$$P_0(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu}$$

$$P_1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} + \frac{\mu e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu}$$

Para  $t$  tiende infinito

$$P_0(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu}$$

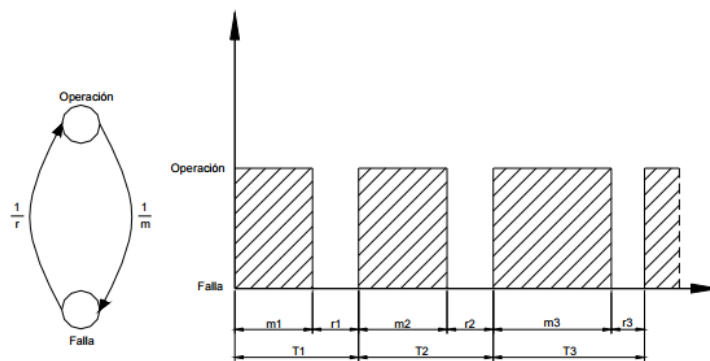
$$P_1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}$$

Se considera un sistema reparable de un solo componente, con tasas de falla y reparación constantes, es decir, caracterizadas por la distribución exponencial. El método de Markov permite obtener, con excelente precisión, la probabilidad de que el sistema resida en cualquiera de sus estados posibles, no la probabilidad de falla en un punto del sistema.

### 1.6.3 Técnica de frecuencia y duración

Para un consumidor que desee conectar a un nodo de la red de una empresa eléctrica, lo más probable, es que requiera conocer la cantidad de veces que quedará sin suministro de energía eléctrica y cuánto pueden durar estas fallas de servicio. Esta técnica busca encontrar relaciones entre la cantidad de veces que puede quedar sin energía y cuánto tiempo pueden durar estas fallas. (SÍNCHEZ, 2011)

En la figura se representa el proceso de operación-falla reparación-operación de un componente.



*Ilustración 6:* Proceso de operación-falla-reparación-operación.

Claramente, la frecuencia de este ciclo es  $1/T$ . La probabilidad de que un elemento esté en operación está dada por la relación:

$$P(\text{op}) = m / (m + r)$$

Donde:

$m = 1 / \lambda =$  tiempo promedio de operación.

$r = 1 / \lambda =$  tiempo promedio de reparación.

Como  $T = m + r$ , se tiene

$$P(\text{op}) = m / T = 1 / (\lambda T) = f / \lambda$$

$$f = P(\text{op}) * \lambda$$

La frecuencia en un estado determinado está dada por la probabilidad de encontrarse en el estado, por la tasa de partida desde dicho estado, y la duración media en cada estado se obtiene de la probabilidad para el estado  $i$  entre la frecuencia en el estado  $i$ .

#### **1.6.4 Método de cortes mínimos**

Esta metodología es muy utilizada en procesos de evaluación de la confiabilidad de redes eléctricas y es la aplicación de los conjuntos de cortes para obtener índices de confiabilidad (frecuencia y duración de fallas). Utilizando el criterio de éxito en la continuidad de servicio para los puntos de interés, se dice que un sistema está conectado si existe un camino entre la fuente y cada uno de los elementos que componen dicho sistema. La salida de los elementos que pertenecen al conjunto de corte mínimo produce la separación del sistema en dos subsistemas conectados, uno que contiene las entradas (fuentes) y otro que contiene el punto en estudio (normalmente este punto corresponde a un nodo de carga). En esencia, se hace una representación serie-paralelo de la red bajo estudio, que puede tener cualquier configuración. Un conjunto de corte es un grupo de elementos que al ser retirados del sistema (red eléctrica) produce su partición. Se dice que un corte es mínimo cuando no tiene un subconjunto que pueda producir el mismo efecto sobre el sistema. (SÍNCHEZ, 2011)

#### **1.6.5 Modos de falla y análisis de efecto**

Esta técnica es particularmente adecuada para modelar fallas que involucran la acción de los dispositivos de protección. Su implementación va acompañada de la determinación de conjuntos de corte mínimo conectados en cascada y sólo se consideran contingencias simples y dobles, dado que es altamente improbable de que ocurran en forma simultánea fallas en tres o más elementos a la vez. Esta técnica consiste en determinar los modos comunes de falla y análisis de efectos, donde se pretende reflejar con mayor realismo el comportamiento de un sistema eléctrico. Existen también técnicas de localización óptima de recursos en redes de distribución, las que buscan aumentar la probabilidad de contar con energía eléctrica, en un punto de carga cualquiera de un sistema de distribución, mediante la determinación de nuevas inversiones. Por lo tanto, la inversión se traduce en disminución de las tasas de falla y disminución de los tiempos de reparación de las mismas. La aplicabilidad de estas técnicas se restringe a sistemas de topología operativa radial; es decir, si ocurriera una falla en la red, parte del alimentador puede abastecerse de energía de otra fuente con una buena operación de los seccionadores. (SÍNCHEZ, 2011)

### **1.7 ALTERNATIVAS PARA INCREMENTAR LA CONFIABILIDAD**

El mejoramiento de la confiabilidad del servicio brindado es una preocupación de todas las compañías electricidad. En cualquier programa de inversión, el distribuidor debe hacer

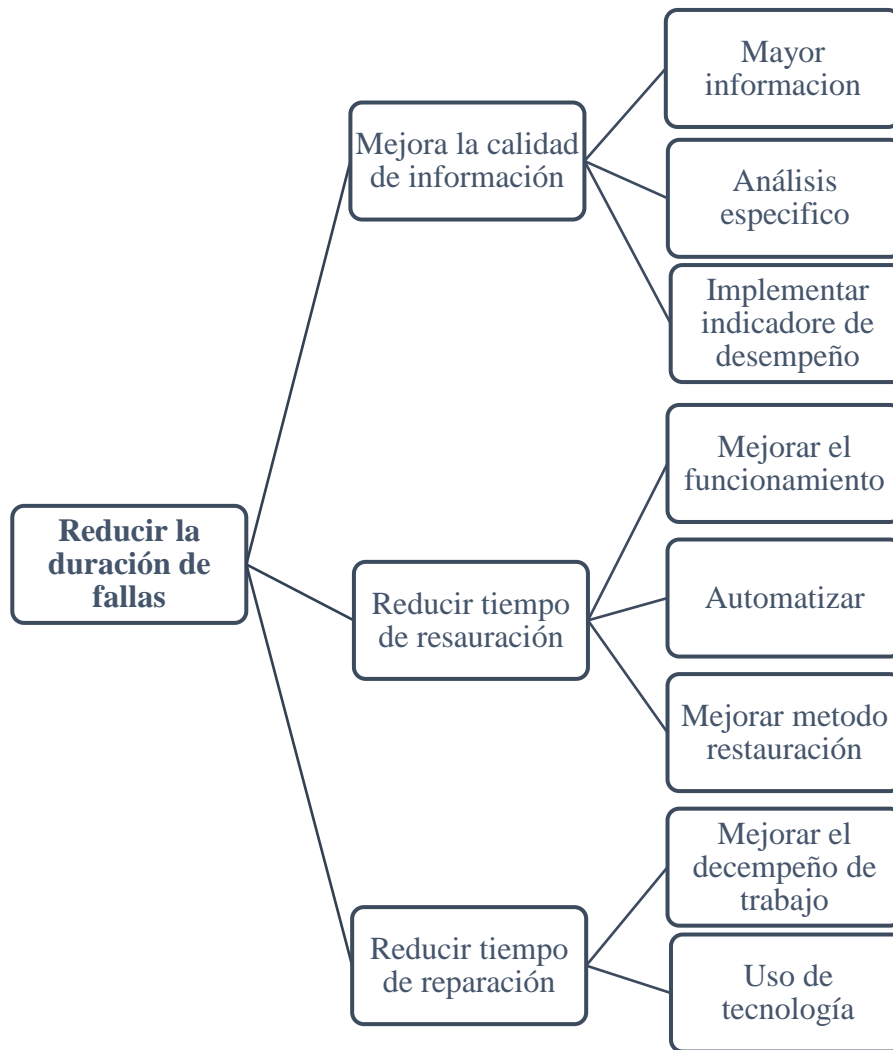
un diagnóstico preciso de las características de la red, por tal motivo se tiene tres alternativas para aumentar la confiabilidad en una red de distribución eléctrica. (SÍNCHEZ, 2011)

- Reducir el tiempo de interrupción
- Reducir la frecuencia de interrupción
- Reducir el impacto de interrupción

### **1.7.1 Reducir el tiempo de interrupciones**

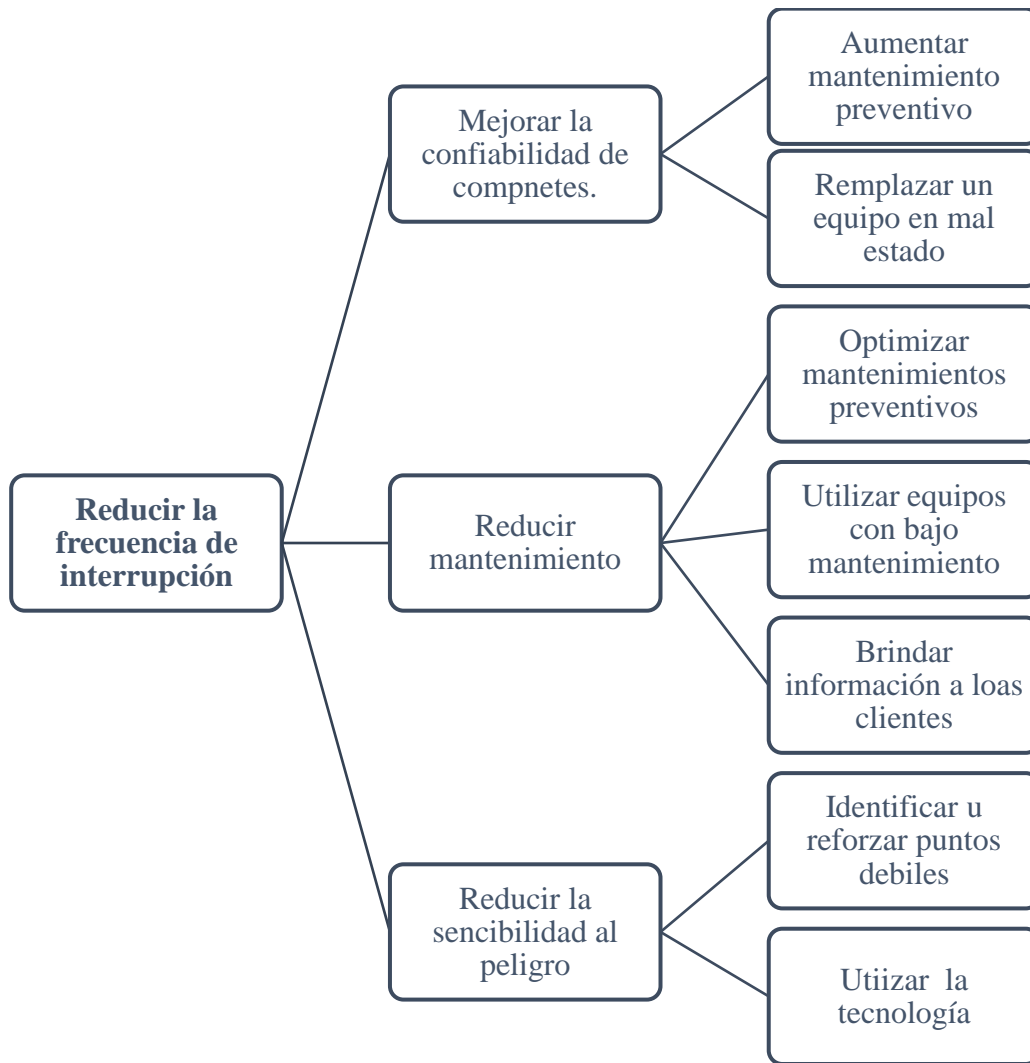
Se basa en reducir los tiempos de restauración del servicio como el de automatizar los equipos de maniobra de la red eléctrica; otro aspecto es el de reducir el tiempo de reparación del equipo eléctrico que casualmente involucra a equipos de mayor tiempo de reparación; también el de mejorar la calidad de información para tener un conocimiento claro de los posibles puntos a fallar, y el último aspecto, es de incrementar rutas alternas del suministro con la finalidad de que los puntos de carga tengan varias posibilidades de suministro ante un evento de falla que se presenta en el sistema.

También se debe analizar la eficacia de las intervenciones del personal encargado del control de las obras, la preparación de las intervenciones y la organización que permite reducir al máximo el tiempo de las interrupciones, como se muestra en el siguiente esquema: (SÍNCHEZ, 2011)



### 1.7.2 Reducir la frecuencia de interrupción

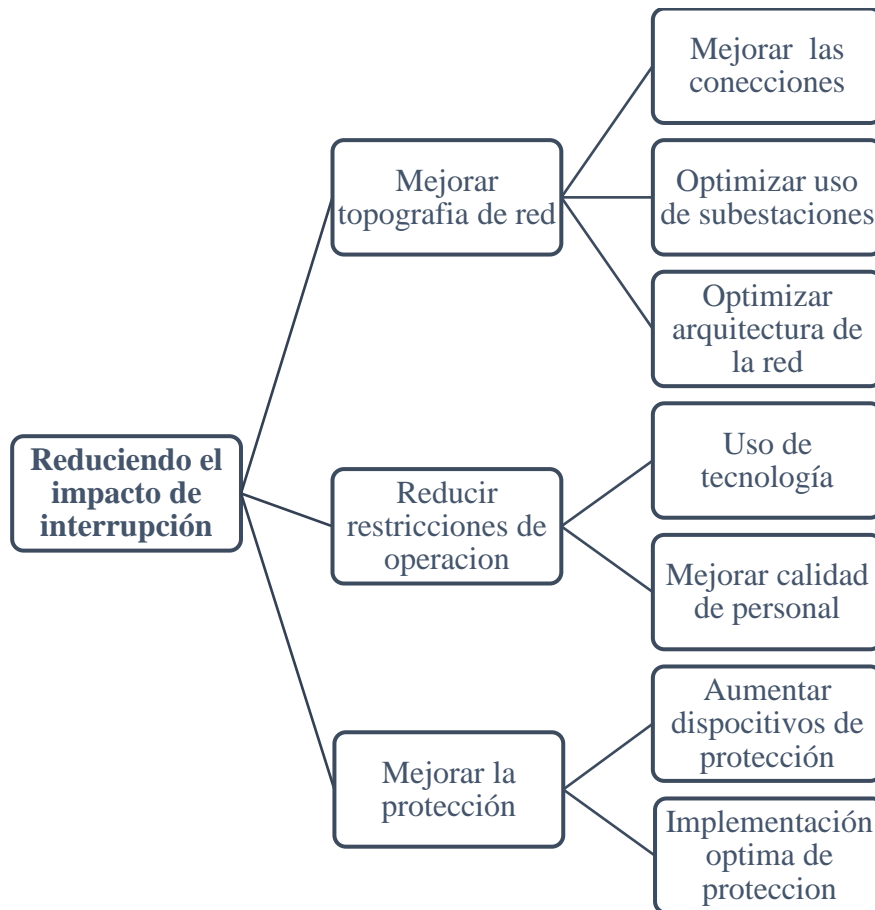
Una frecuencia de interrupción puede ser de corta duración o de larga duración dependiendo del evento de falla que se produzca, esta interrupción puede ser producido en otro tiempo y de la misma causa que se produjo en la primera interrupción; en consecuencia, la ampliación de mantenimiento de los equipos, principalmente a los puntos débiles que componen el sistema logrando reducir la frecuencia de interrupciones, otro factor vendría ser el de reducir el tiempo de mantenimiento, es decir dar un mantenimiento preventivo a los equipos eléctricos, estas opciones se muestran en el siguiente esquema: (SÍNCHÉZ, 2011)



### 1.7.3 Reducir el impacto de las interrupciones

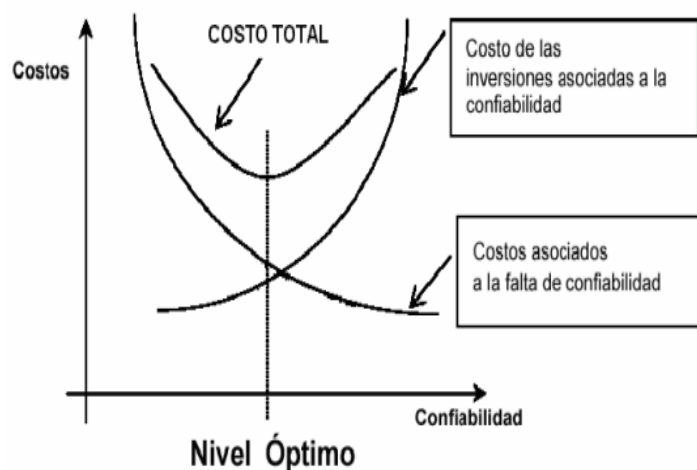
Cuando se presenta una falla en la red y que esta no puede ser aislado, puede afectar al usuario que estén distantes de la falla, una de las maneras de reducir este impacto de la interrupción es de incrementar los dispositivos de protección y de mejorar la selectividad en el sistema de protección, esta opción se muestra en el siguiente esquema. (SÍNCHEZ, 2011)





## 1.8 COSTOS Y VALOR DE LA CONFIABILIDAD

Dado el nivel de inversiones y la búsqueda de un desarrollo económico y sustentable, se deben buscar las herramientas que permitan establecer parámetros de comparación entre los costos y beneficios que acarrea el establecer ciertos niveles de eficiencia. Desde el punto de vista netamente teórico, el situarse en el óptimo de mercado involucraría el conocer tanto el costo que tiene para las empresas eléctricas el entregar el producto electricidad o suministro con un cierto grado de confiabilidad, como el costo que tiene para los clientes el ser suministrados con cierta falta de ésta, lo que en definitiva se traduce en conocer las funciones de utilidad para cada uno de los participantes. Es decir el nivel apropiado de confiabilidad, desde la perspectiva del consumidor puede definirse como aquel nivel de confiabilidad en que la suma de los costos de suministro más el costo de las interrupciones que ocurren están en un mínimo. (RODRÍGUEZ, 2009)



*Ilustración 7:* Costos de confiabilidad

En la figura se muestra el costo en una proporción directa en cuanto a las inversiones que la empresa eléctrica efectúa en la medida que crece el número de consumidores beneficiados, que reciben un suministro con mayor grado de confiabilidad. Por otra parte, el costo asociado en cuanto a la energía dejada de vender, penalidades y lo que los clientes dejen de hacer, tienen una relación inversa, que se incrementa a medida que se reduce el grado de confiabilidad de su energía suministrada, estos costos asociados a la falta de confiabilidad incluyen el costo de compensación por interrupción, el costo de la energía no suministrada, y el costo de salida al cliente.

(Allan, Reliability Evaluation of Power Systems, 1998)

## **1.9 NUEVAS TECNOLOGÍAS COMO ALTERNATIVA PARA INCREMENTAR LA CONFIABILIDAD**

A partir de la expansión de los sistemas de distribución de energía eléctrica en el mundo, el problema de la discontinuidad en el servicio se ha convertido en un tema de gran interés para los agentes del sector eléctrico. Por lo que se propone utilizar nuevas tecnologías para la identificación y localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica, utilizando señalizadores de falla para registrar la interrupción en el servicio eléctrico y cuya señal es transmitida por un concentrador de datos y monitoreada a través de un software este en conjunto forman un Sistema de Gestión de Redes.

### **A. INDICADOR DE FALLA**

- \* Construcción en ABS y policarbonato.
- \* Indicadores de alta eficiencia tipo LED.

- \* Sensores de corriente (campo magnético) y tensión (campo eléctrico).
- \* Detecta fallas transitorias y permanentes en la línea.
- \* Registra eventos de ausencia y presencia de tensión.
- \* Batería libre de mantenimiento y larga vida útil.
- \* Gestión de alarmas: Falla permanente y transitoria, presencia y ausencia de tensión, corriente de línea. Configurable periodo de reporte.

## **B. CONCENTRADOR**

- \* Conexión directa con software de configuración vía puerto serial o remota vía TCP/IP.
- \* Comunicación con los indicadores de falla a través de radio frecuencia radio 100 metros.
- \* Comunicación hasta con 9 FCI.
- \* Comunicación directa con el SCADA.
- \* Protocolo de comunicación IEC 104.
- \* Actualización remota de parámetros y de firmware (del FWT200) usando el software .
- \* Gestión de alarmas propias: Batería baja, batería mala/ausente, ausencia del cargador/panel, FCI si/no reportado y actualización de firmware finalizada.
- \*Panel de alimentación 10 w.

## **C. Software configuración y consulta**

- \* Herramienta para test.
- \* Simulador FCI.
- \* Sigma FCI (interfaz de comunicación Pc portátil).

Estos dispositivos, facilitan la detección de fallas permanentes o transitorias en redes no homogéneas, proporcionando información sobre puntos la falla, y permitiendo adoptar medidas correctivas con respecto a la duración y frecuencia de las interrupciones, en los circuitos de los sistemas de distribución.

## **1.10 MARCO LEGAL DEL SUSTENTO**

De acuerdo con las normas:

- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, DS 020-1997- EM (NTCSE)
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER) RD N° 016-2008-EM/DGE
- Procedimiento “Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos”, aprobado con Resolución OSINERG N° 074-2004- OS/CD.

Se ha determinado los valores límites de calidad de suministro, que indican la tolerancia máxima de interrupción del servicio eléctrico por usuario, de acuerdo a su sector típico que se encuentre el área de estudio, estos valores se encuentran indicados en la siguiente tabla:

### **1.10.1 Calidad de suministro**

La Calidad de Suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los Clientes, es decir, de acuerdo con las interrupciones del servicio.

Para evaluar la Calidad de Suministro, se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas. El Período de Control de interrupciones es de seis (6) meses calendario de duración,

Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega. Las interrupciones pueden ser causadas, entre otras razones, por salidas de equipos de las instalaciones del Suministrador u otras instalaciones que lo alimentan, y que se producen por mantenimiento, por maniobras, por ampliaciones, etc., o aleatoriamente por mal funcionamiento o fallas, lo que incluye, consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente. Para efectos de la Norma, no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por la Autoridad (OSINERGMIN).

**La actual Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (NTCSE) publica mediante Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento,**

aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, se dictaron normas para el desarrollo de las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de la energía eléctrica.

Que, para asegurar un nivel satisfactorio de la prestación de los servicios eléctricos a que se refieren dichas disposiciones legales, debe garantizarse a los usuarios un suministro eléctrico continuo, adecuado, confiable y oportuno, siendo por tanto necesario dictar disposiciones reglamentarias para fijar estándares mínimos de calidad; expresan que la calidad de suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio.

### **1.10.2 Indicadores de calidad de suministro**

La Calidad de Suministro se evalúa utilizando los siguientes dos indicadores que se calculan para Períodos de Control de un semestre.

#### **- Número Total de Interrupciones por Cliente por Periodo (N)**

Es el número total de interrupciones en el suministro de cada Cliente durante un Período de Control de un semestre:

$N = \text{Número de Interrupciones}; (\text{expresada en: interrupciones} / \text{semestre}).$

El número de interrupciones programadas por expansión o reforzamiento de redes que deben incluirse en el cálculo de este indicador, se ponderan por un factor de cincuenta por ciento (50%).

#### **- Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D)**

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al Cliente durante un Período de Control de un semestre:

$$D = \Sigma (K_i \cdot d_i); (\text{expresada en: horas})$$

Donde:

$d_i$ : Es la duración individual de la interrupción  $i$ .

$K_i$ : Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:

- Interrupciones, programadas por expansión o reforzamiento:  $K_i = 0.25$

- Interrupciones programadas por mantenimiento:  $K_i = 0.50$
- Otras:  $K_i = 1.00$

El término “Interrupciones programadas” se refiere exclusivamente a actividades de expansión o reforzamiento de redes; o, mantenimiento de redes, ambas programadas oportunamente, sustentadas ante la Autoridad y notificadas a los Clientes con una anticipación mínima de cuarenta y ocho (48) horas, señalando horas exactas de inicio y culminación de trabajos.

Si existiese diferencia entre la duración real y la duración programada de la interrupción, para el cálculo de la Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D) se considera, para dicha diferencia de tiempo ( $\Delta$ ):

- $K_i = 0$  ; si la duración real es menor a la programada
- $K_i = 1$  ; si la duración real es mayor a la programada

### 1.10.3 Tolerancias

Las tolerancias en los indicadores de Calidad de Suministro para Clientes conectados en distinto nivel de tensión son:

#### **Número de Interrupciones por Cliente (N')**

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión: 2 Interrupciones/semestre
- Clientes en Media Tensión: 4 Interrupciones/semestre
- Clientes en Baja Tensión: 6 Interrupciones/semestre

#### **Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D')**

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión: 4 horas/semestre
- Clientes en Media Tensión: 7 horas/semestre.
- Clientes en Baja Tensión: 10 horas/semestre.

Tratándose de Clientes en baja tensión en servicios calificados como urbano-rural y rural, incrementar para ambos la tolerancia del Número de Interrupciones por Cliente (N') en 50% y la tolerancia de la Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D') en 100% para el servicio urbano-rural y 250%, para el servicio rural

#### 1.10.4 Compensaciones

Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad del servicio no satisface los estándares fijados en la de la Norma, según corresponda.

Las compensaciones establecidas en esta Norma son complementarias a las de los Artículos 57 y 86 de la Ley y 131 y 168 del Reglamento. En consecuencia, de los montos de las compensaciones por mala calidad de suministro, calculadas de acuerdo a esta Norma, se descuentan aquellos montos pagados conforme a los Artículos 57 y 86 de la Ley y 131 y 168 del Reglamento, abonándose la diferencia, al Cliente, por la mala calidad de suministro eléctrico recibido.

Las compensaciones se calculan semestralmente en función de la Energía Teóricamente No Suministrada (ENS),

$$\text{Compensaciones por Interrupciones} = e \cdot E \cdot \text{ENS}$$

Donde:

**e:** Es la compensación unitaria por incumplimiento en la Calidad de Suministro, cuyos valores son:

- Primera Etapa :  $e = 0,00 \text{ US\$/kW.h}$
- Segunda Etapa :  $e = 0,05 \text{ US\$/KW.h}$
- Tercera Etapa :  $e = 0,35 \text{ US\$/kW.h}$

**E:** Es el factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores de calidad de suministro y está definido de la siguiente manera:

$$E = [1 + (N - N')/N' + (D - D')/D']$$

En caso que se produzca una interrupción no programada de duración superior a treinta y cuatro (34) horas continuas, el cálculo de las compensaciones se realizará considerando el factor de ponderación E calculado mediante la fórmula:

$$E = [1 + (N - N')/N + (24 - D')/D' + 1/3 \cdot (D - D')/D']$$

Las cantidades sin apóstrofe representan los indicadores de calidad, mientras que las que llevan apóstrofe representan los límites de tolerancia para los indicadores respectivos. El

segundo y/o tercer término del miembro derecho de esta expresión serán considerados para evaluar las compensaciones, solamente si sus valores individuales son positivos. Si tanto N y D están dentro de las tolerancias, el factor E no se evalúa y asume el valor cero.

**ENS:** Es la Energía Teóricamente No Suministrada a un Cliente determinado y se calcula de la siguiente manera:

$$ENS = ERS / (NHS - \sum di) \cdot D; \text{ (expresada en: kW.h)}$$

Donde:

- **ERS:** Es la energía registrada en el semestre.
- **NHS:** Es el número de horas del semestre.
- **$\sum di$ :** Es la duración total real de las interrupciones ocurridas en el semestre.

En el caso específico de un cliente final conectado al mismo nivel de tensión del respectivo punto de compraventa de energía de su Suministrador, si las tolerancias en los indicadores de Calidad de Suministro establecidos en la Norma para estos clientes son superadas, finalizado el semestre correspondiente, el Suministrador que tiene vínculo contractual con este cliente, efectúa la compensación total, conforme a lo establecido.

Sector Típico	Valores limites	Indicadores	Tolerancia
2	Por usuario afectado (NTCSE)	N: N° de interrupciones por usuario y por semestre	8 /sem.
		D: Duración ponderada de las interrupciones por usuario y por semestre	13 horas/sem.
	Por sistema eléctrico	SAIFI: Frecuencia promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico	5 /año
		SAIDI: Duración promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico	9 horas/año
3	Por usuario afectado (NTCSE)	N: N° de interrupciones por usuario y por semestre	8 /sem.
		D: Duración ponderada de las interrupciones por usuario y por semestre	13 horas/sem.
	Por sistema eléctrico	SAIFI: Frecuencia promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico	7/año
		SAIDI: Duración promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico	12 horas/año
4, 5 y SER	Por usuario afectado (NTCSER)	NIC: N° de interrupciones promedio por cliente y por semestre	10 /sem.
		DIC: Duración ponderada acumulada de interrupciones promedio por cliente por semestre	25 y 40 horas/sem.
	Por sistema eléctrico	SAIFI: Frecuencia promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico	12 y 24/ año
		SAIDI: Duración promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico	16 y 40 horas/año

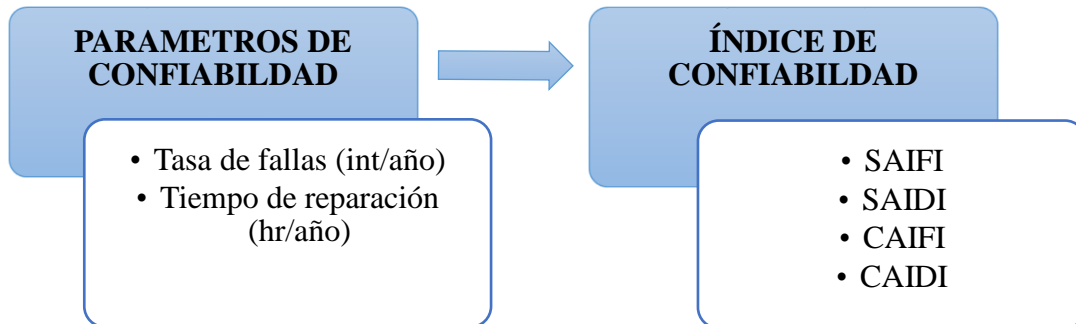
**Ilustración 8:** Tabla de valores mínimos de los indicadores de confiabilidad  
**FUENTE: OSINERMINING**



### III. INGENIERÍA DEL PROYECTO

#### 2.1 METODOLOGÍA

El presente trabajo se respaldará en los parámetros de confiabilidad que determinan los índices de confiabilidad, además siguiendo las normas técnicas correspondientes ya mencionadas.



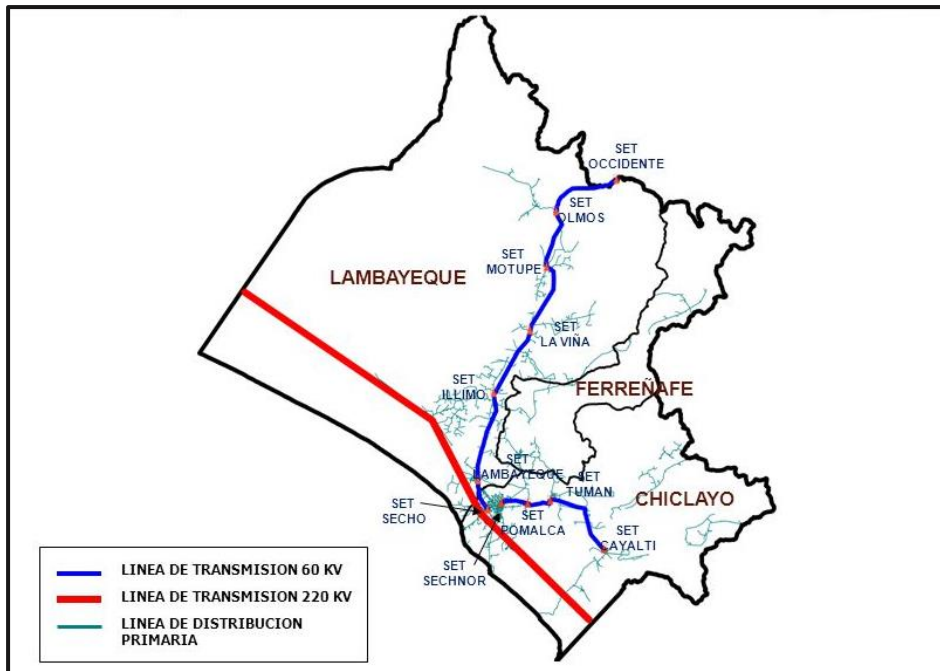
(IEEE, 2007)

#### 2.2 DETERMINAR EL ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Se determinó que el área de influencia del proyecto está dada por todo sistema eléctrico alimentador 22,9 KV Illimo 201.

##### 2.2.1 Ubicación.

EL sistema de potencia DE ILLIMO que se encuentra dentro del Sistema Eléctrico Chiclayo 1 (ILLIMO – VIÑA –MOTUPE – OLMOS), el cual se alimenta con la línea de transmisión L-6033 la misma que llega en 60 kV, y tiene un transformador de potencia de 5 MVA. Dentro del cual se encuentran 4 alimentadores de media tensión. (ELECTRONORTE S.A , 2015).



**Ilustración 9:** Sistema Eléctrico Chiclayo  
**FUENTE: ELECTRONORTE**

### 2.3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DISTRIBUCIÓN ILLIMO 201

#### 2.3.1 Sub estación de potencia Illimo

La sub estación de potencia de Illimo está compuesta por 3 unidades de alimentación, donde cada alimentador suministra de energía un a determinada zona, en la presente investigación se tomará el alimentador ILLIMO 201 como zona de investigación.

SEP	PROPIETARIO	Alimentador	Pot. Nominal KVA	Cap. Mínima MW
ILLIMO	DISTRIBUIDOR	ILLIMO-101	5	0,59
	DISTRIBUIDOR	ILLIMO-102	5	0,60
	DISTRIBUIDOR	ILLIMO-201	2,5	0,60
	DISTRIBUIDOR	ILLIMO-202	2,5	0,60

**Tabla 1:** Especificaciones SEP Illimo  
**FUENTE: ELECTRONORTE**

#### 2.3.2 Líneas de Distribución SEP Illimo 201

La distribución en la red primaria está compuesta por conductor desnudo de aluminio e instalado a lo largo del sistema de la siguiente forma:

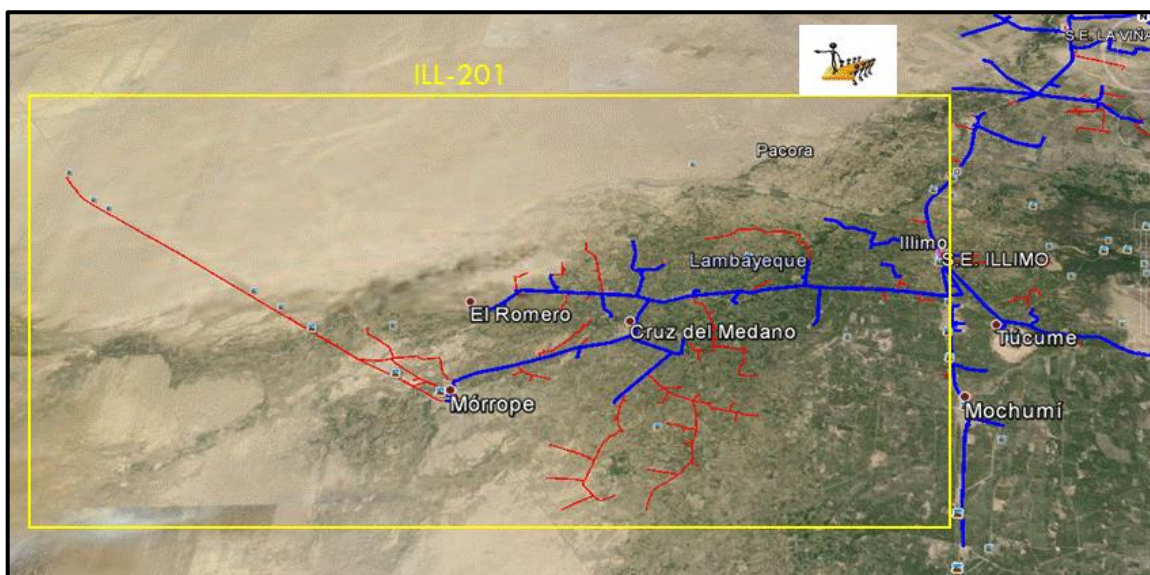
- Tres líneas principales (una por fase), troncal de  $3 \times 70 \text{mm}^2$  de Aluminio que tiene una longitud de 21.771 Km, de la cual se desprenden dos líneas hacia las subestaciones más alejadas con conductor de sección más delgada.
- Tres líneas principales (una por fase), que le sigue a la troncal es de  $3 \times 35 \text{mm}^2$  de Aluminio la cual tiene una longitud de 9.574 Km, de la cual se desprende otra línea de menor sección hacia algunas subestaciones.
- Tres líneas principales (una por fase). que se desprenden de las anteriores cuya sección es de  $3 \times 25 \text{mm}^2$  de Aluminio.
- Finalmente una línea que se desprenden en algunos puntos de la cuya sección es de  $3 \times 25 \text{mm}^2$  de Aluminio.

(ELECTRONORTE S.A, 2015)

### 2.3.3 Sub estaciones de Distribución de la SEP Illimo 201

Los equipos de transformación a lo largo del sistema de distribución del alimentador Illimo 201 varían su capacidad entre 5 y 37.5 kV, de acuerdo con los requerimientos de la zona donde se ubican y se muestra en el plano del anexo 5.

### 2.3.4 Mapa de ubicación del sistema Illimo 201



*Ilustración 10:* Mapa del sistema Illimo 201.  
FUENTE: ELECTRONORTE

## **2.4 VALIDAR LA INSTALACIÓN E IDENTIFICAR LA UBICACIÓN DEL SEÑALIZADOR DE FALLA**

### **2.4.1 Justificación del Acoplamiento del Señalizador al sistema**

A consecuencia del alto índice de interrupciones en servicio eléctrico y la dificultad por parte de la empresa para ubicar el lugar de la falla, lo que genera un periodo de tiempo muy extenso en brindar solución a las interrupciones causando malestar en los usuarios, así como también pérdidas considerables de dinero para la empresa que deja de vender energía eléctrica durante los periodos de corrección, por lo que a finales del 2015 se implementó un programa piloto que consiste en identificar con mayor exactitud el lugar y las causas de la interrupciones de un sistema mediante un Sistema Gestión De Redes, del cual su éxito depende principalmente de la correcta ubicación de los equipos señalizadores de falla en el sistema de distribución, posterior mente iniciando el año 2016 se implementó, contando con 24 señalizadores, 8 concentradores de datos y el software de gestión , los que fueron acoplados a lo largo de la red, permitiendo una respuesta inmediata ante cualquier interrupción que ocurra en el sistema, ubicado con mayor exactitud y en un menor tiempo el lugar y la causa de la interrupción del servicio

### **2.4.2 Determinar Equipo Señalizador de Falla**

Para el sistema de distribución del alimentador Illimo 201 se ha acoplado los señalizadores de falla que junto concentrador y el software de gestión conforman el Sistema de Gestión de Redes (SGR), todos estos equipos de diseñados por l empresa CELSA.

#### **2.4.2.1 Sistema de Gestión de Redes (SGR)**

Posee un diseño modular con posibilidades de crecimiento y comunicación bidireccional entre el software de gestión y los elementos instalados según la marca del proveedor son:

- ✚ Los indicadores de falla (FCI-AR-02) instalados en las líneas de distribución.
- ✚ El concentrador (FWT200). Instalado normalmente en el poste para recolectar la información general por los indicadores de falla.
- ✚ El software de gestión (WinSGR), para facilitar el almacenamiento de información, la administración o configuración de los equipos instalados y la visualización del estado de la red de distribución

## **A. Indicador de falla FCI-AR-02**

### **Especificaciones:**

- Construcción en ABS y policarbonato.
- Tipo LED.
- Sensores de corriente (campo magnético) y tensión (campo eléctrico)
- Detecta fallas transitorias y permanentes en la línea.
- Registrada eventos de ausencia y presencia de tensión.
- Batería libre de mantenimiento y larga vida útil.

### **Características:**

- Para la detención de fallas, permite configurar su modo de operación (disparo) hasta en cuatro distintas opciones: Fijo, escalón, proporcional y auto-ajustables. Estas facilidades son flexibles y sea adjuntan a las diferentes condiciones y tipos de circuito que puede tener en el operador.
- Para la visualización de las fallas, permite la configuración del tiempo total de la visualización del patrón lumínico para fallas transitorias y permanentes de manera independiente. Adicional, facilita definir en el tiempo de la duración de encendido de los leds y el tiempo de apagado.
- Para la reposición de las fallas, es posible definir alguna o todas las opciones disponibles: Reposición por tensión, corriente, por tiempo, manual (a través de un imán) y de forma remota desde le centro de control.
- El periodo de reporte de los indicadores de falla hacia su respectivo concentrador es igualmente configurable en unidades de minutos. Bajo condiciones normales de operación, este parámetro funcional permite definir cada cuanto tiempo se actualiza la información de la línea. Bajo condiciones de falla, el reporte es inmediato.
- Las características anteriores y otras, son configurables desde el sistema de gestión, lo cual tiene la ventaja de evitar el envío de personal de mantenimiento a campo y se logra por otro lado, agilidad y simplicidad desde un punto centralizado de gestión y control. En su totalidad, la configuración de los indicadores de falla se puede realizar desde el sistema de gestión, sin requerir alguna intervención en campo en los indicadores ya instalados en la línea.



**Ilustración 11:** Señalizador de Falla FCI-AR-02  
**FUENTE:** CELSA S.A.

## **B. El concentrador (FWT200)**

### **Características:**

- Para instalación en postes de concreto o de madera
- Concentra la información de hasta 9 FCI-AR-02
- Comunicación con los FCI-AR-02 a través del radio de frecuencia.
- Comunicación con el sistema de gestión a través de la red celular usando el servicio GPRS.
- Fuentes de potencia: Panel solar AC (110V o 220V), adaptador de 18Vdc/2A
- Cuenta con batería de plomo acido de 12 V/ 7Ah. 3 días de autonomía.
- Actualización remota de parámetros y de firmware (del FWT200).

### **Ventajas:**

- Reporte de estado general del concentrador a través de la siguiente información: Voltaje batería, voltaje panel, temperatura interna. IMEI (del módulo celular), nivel de señal y versión del programa (firmware).
- Gestión de alarmas propias del FWT200: Batería baja, batería mala/ausente, ausencia del cargador/panel, FCI-AR-02 si/no reportado y actualización del firmware finalizada.
- Garantiza mayor tiempo de autonomía en funcionamiento lo que hace menos vulnerable a pérdida de potencia AC para su funcionamiento y por lo tanto, realiza cualquier envío de eventos de manera oportuna.

- Configuración y actualización remota de los parámetros relacionados con la conectividad hacia el sistema de gestión (GPRS) como: APN, usuario, password, dirección IP de gestión puerto TCP, banda, etc.
- Configuración y actualización remota de los parámetros relacionados con la funcionalidad de la telegestión: Periodo reporte, intentos conexión, tiempo antes de reconexión, canal RF (con los FCI-AR-02), cantidad de FCI-AR-02 a controlar.



*Ilustración 12: Concentrador (FTW200)*  
**FUENTE: CELSA S.A**

### **C. El software de gestión (WinSGR)**

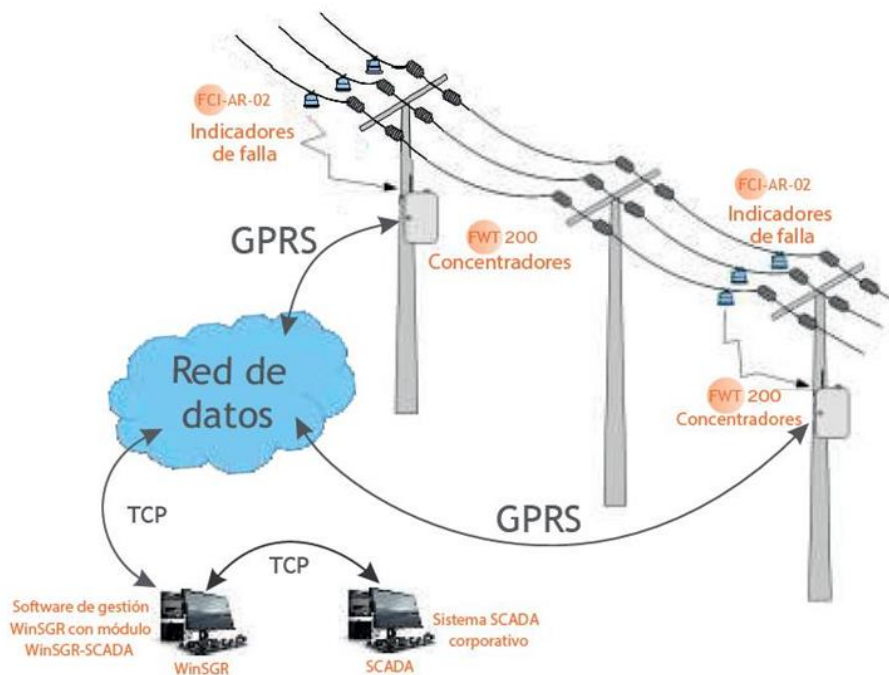
#### **Algunas características:**

- Ejecución sobre plataforma Windows
- Interfaz de usuario en el ambiente
- Módulo de software de comunicación independiente
- Información almacenada en la base de datos SQL.
- Acceso de usuario por autenticación y funciones de autorización y funciones de autorización según perfil.
- Administración de equipos FCI y FWT.
- Reportes de visualización inmediatas de fallas en circuitos eléctricos.
- Reportes históricos de fallas en equipos y en circuitos.

Por medio de un software adicional, se logra la conexión a un sistema SCADA corporativo por medio del protocolo IEC60870.5-104. El sistema de gestión cumple el rol de esclavo frente a dicho sistema SCADA

### 2.4.3 Instalación Sistema de Gestión de Redes (SGR) en una red MT

En un SGR los señalizadores de falla esta instalados en puntos estratégicos, en cada punto se coloca un señalizador por fase, los cuales se comunican mediante radio de frecuencia con concentrador de datos ubicados en el poste más cercano, estos están conectados a un ordenador para ser monitoreados.



**Ilustración 13:** Sistema de Gestión de Redes.  
**FUENTE:** CELSA S.A.

#### **Ventajas:**

- Comunicaciones más seguras y estables sobre la red GPRS.
- Confiabilidad en el medio de transmisión y garantía de entrega oportuna de las alarmas al ser enviadas en protocolo propietario utilizando la arquitectura TCP/IP sobre GPRS.
- Opción modular para notificar alarmas y medidas de corriente en un sistema SCADA corporativo a través del protocolo estándar IEC-60870.5-104

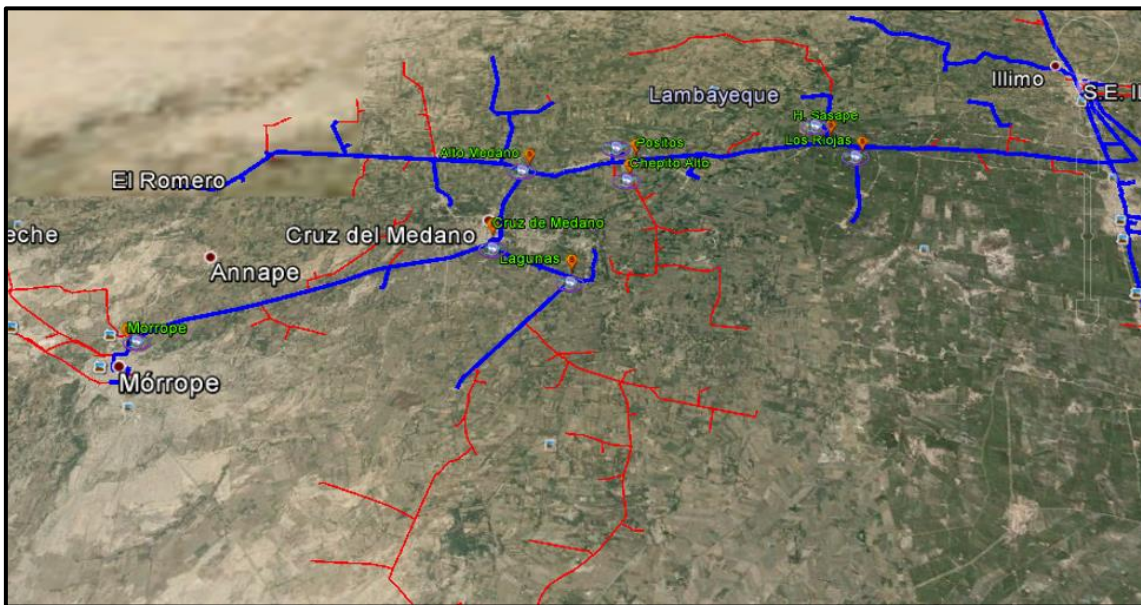


- Transmisión de información de parametrización desde el sistema de gestión hacia los equipos de manera remota, lo cual es más seguro, rápido y eficiente para el operador del sistema.

#### 2.4.4 Identificar los puntos de ubicación del Señalizador de falla

Estos equipos están distribuidos en toda red de MT del alimentador Illimo 201, cuenta 24 indicadores de falla ubicados en 8 puntos distintos, 3 indicadores por punto (1 en cada fase de línea), un concentrador por punto, los lugares de ubicación de cada punto:

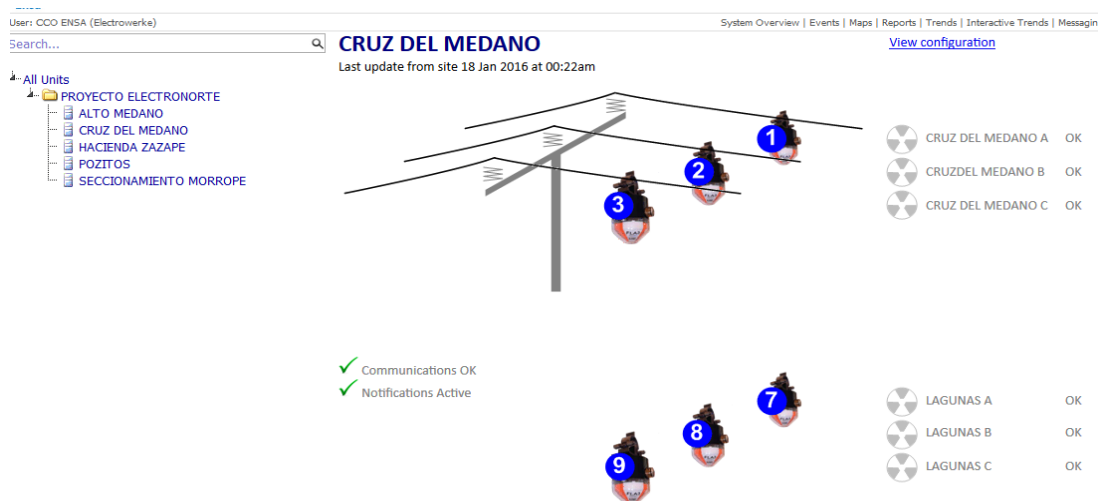
- Las Rojas
- Hacienda Zazape
- Chepito Alto
- Pozitos
- Alto Medano
- Lagunas
- Cruz del Medano
- Morrope



*Ilustración 14:* Ubicación de los Señaladores de Falla en el Sistema.

**FUENTE: ELECTRONORTE**

Cada punto es monitoreado a diario en el centro de control de la empresa encargada (ENSA), a través de un software, para comprobar su óptimo funcionamiento.



**Ilustración 15:** Vista del monitoreo de fallas mediante señalizadores.  
**FUENTE ELECTRONORTE**

## 2.5 EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ILLIMO 201

Se realizó una revisión exhaustiva de todas las interrupciones del servicio presentadas en el sistema del alimentador ILLIMO 201, tomando un año para la toma de datos técnicos realizar un diagnóstico de confiabilidad del sistema previo al acoplamiento de señalizadores de fallas, este se realizará diariamente durante el periodo que se desarrolle el proyecto. La fecha fue elegida viendo la disponibilidad de información presente en la empresa, desde esta fecha se observara el comportamiento del sistema y se realizara de forma cronológica la descripción de los sucesos presentados en el sistema.

### 2.5.1 Información histórica utilizada

Se realizó una revisión exhaustiva de todas las salidas de servicio presentadas en el sistema del alimentador ILLIMO 201, tomando como referencia para la recolección de la información. Se tomara un año para realizar un diagnóstico de confiabilidad del sistema previo al acoplamiento de señalizadores de fallas, este se realizara diariamente durante el periodo que se desarrolle el proyecto. La fecha fue elegida viendo la disponibilidad de información presente en la empresa, desde esta fecha se observará el comportamiento del sistema y se realizara de forma cronológica la descripción de los sucesos presentados en el sistema.

### 2.5.2 Selección de eventos de intereses

Los eventos que interesan son aquellos que atentan a la disponibilidad del sistema, es decir, eventos en el cual el sistema presenta inhabilidad para suministrar la electricidad requerida para uno o más consumidores.

Para el alimentador ILLIMO 201 se ha monitoreado 5 eventos que causan la interrupción de energía para los usuarios, estos eventos se han detectado en un periodo de 1 año, durante el tiempo que se desarrolla este proyecto:

- ✚ Falla
- ✚ Interrupción por expiación y reforzamiento
- ✚ Mantenimiento preventivo.
- ✚ Por maniobra sin aviso.
- ✚ Otros y/o terceros

### **2.5.2.1 Falla**

Anormalidad que causa la interrupción del flujo eléctrico debido a los cambios en las magnitudes de voltaje, corriente y frecuencia, respecto a los valores permisibles en un sistema eléctrico lo cuales son originados por los siguientes motivos:

- Bajo nivel de aislamiento
- Cortocircuito
- Línea abierta o caída
- Sobrecarga
- Avería en equipo de protección y/o maniobra
- De generadora / transmisora

### **2.5.2.2 Interrupción por expiación y reforzamiento**

Los trabajos de ampliación en una línea o sistema eléctrico se realiza con el fin de llegar a usuarios más alejados y esto causa interrupciones en el servicio por suspensión del fluido eléctrico para realizar este tipo de maniobras, además de reforzar dicho sistema ya se cambia conductores o estructuras (poste, crucetas, aisladores, etc) para mejorarlas condiciones de funcionamiento del sistema, estas interrupciones son causadas principalmente por:

- Interrupción por Expansión y Reforzamiento
- Refuerzo de estructuras-postes

### **2.5.2.3 Mantenimiento preventivo**

Mantenimiento programado que se efectúa en un bien, servicio o instalación con el propósito de reducir las probabilidades de fallo, mantener condiciones seguras y preestablecidas de operación, prolongar la vida útil y evitar accidentes.

El mantenimiento preventivo tiene como finalidad de evitar que el equipo falle durante el periodo de su vida útil; y la técnica de su aplicación se apoya en experiencias de operación que determinan que el equipo, después de pasar el periodo de puesta en servicio reduzca sus posibilidades de falla, y los principales motivos para realizar un mantenimiento preventivo en el sistema de distribución son:

- Limpieza de partes aislantes
- Cambio de conductor

### **2.5.2.4 Por maniobra sin aviso**

Trabajos que realizan en una red de distribución sin previo aviso a la empresa que tiene a cargo la concesión del servicio en dicho sector estos trabajos producen interrupciones de servicio que son ocasionadas principalmente por los siguientes motivos:

- Seguridad
- Cambio de estructuras y accesorios

### **2.5.2.5 Otros y/o terceros**

Causadas por acciones que muchas veces son ocasionadas por el mal comportamiento del hombre así como también acciones fortuitas que no están previstas y estas se originan principalmente por los siguientes motivos:

- Colisión de vehículos contra instalaciones
- Aves en instalaciones
- Intento de hurto de conductores
- Hurto de conductor

## **2.6 EVALUACIÓN DEL SISTEMA DURANTE EL PERÍODO DE INTERÉS**

Para determinar el impacto técnico y económico se ha determinado que el periodo de interés del presente proyecto está dividido en dos etapas.

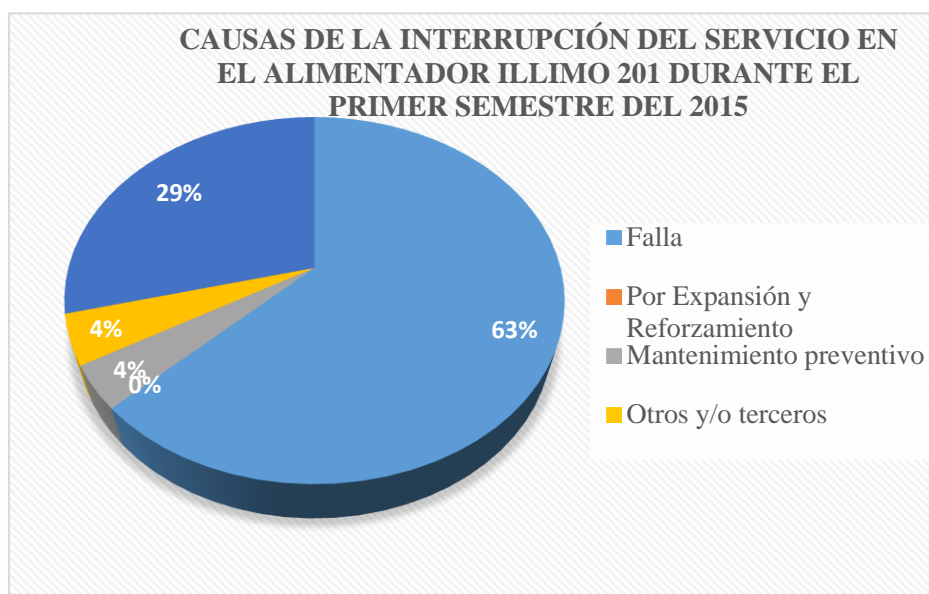
- ✚ Un primer período de dos semestres que comprende todo el 2015 en el cual se analizar el comportamiento del sistema previo al acoplamiento del señalizador de fallas en el sistema de distribución del alimentador Illimo 201.
- ✚ Un segundo período que comprende un semestre a partir de enero del 2016 hasta junio del mismo año periodo el en cual se analizara un sistema que tiene acoplado el señalizador de fallas en el sistema de distribución del alimentador Illimo 201.

## 2.7 EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN CADA PERÍODO

### 2.7.1 Primer periodo

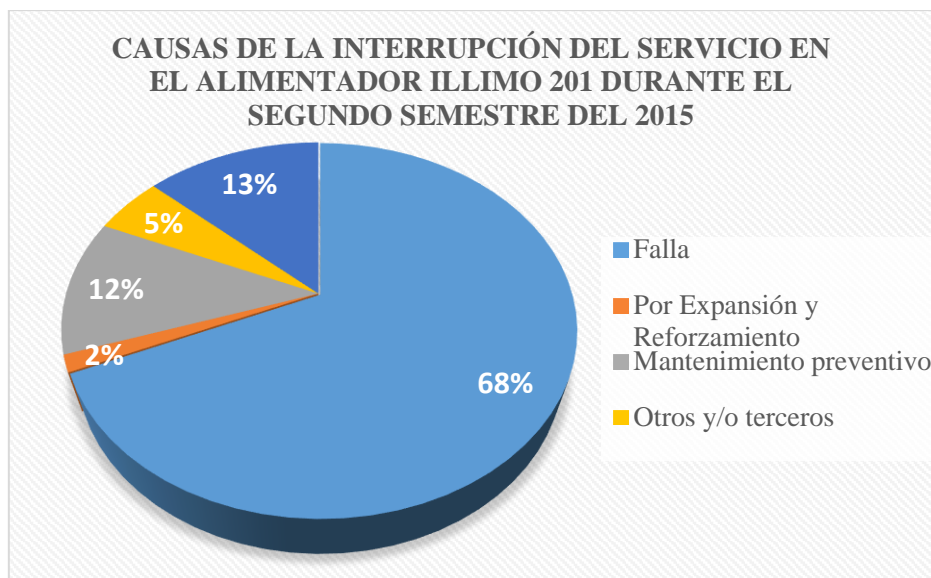
#### 2.7.1.1 Representación de los eventos de interés en el sistema

Se ha monitoreado un total de 319 interrupciones durante el año 2015, durante el primer semestre se ocurrieron 183 interrupciones y 136 durante el segundo semestres del año, cada motivo o causa de interrupción representa un impacto negativo en la calidad del servicio en el sistema de distribución y está representado de la siguiente manera:



**Grafico 1:** Porcentaje de las causas de las interrupciones durante el 1º Sem. del 2015

**FUENTE: EL AUTOR**



**Grafico 2:** Porcentaje de las causas de las interrupciones durante el 2° Sem. del 2015.  
**FUENTE: EL AUTOR**

### 2.7.1.2 Indicadores de confiabilidad de acuerdo con la NTCSE durante primer periodo

De acuerdo con los Indicadores de Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio. (FES) en el alimentador Illimo 201, que nos indica la sumatoria del número de veces que el servicio es interrumpido en el sistema de distribución durante 2015, por distintos motivos o causas se muestra en la siguiente tabla:

<b>Interrupción del servicio eléctrico 2015</b>			
<b>Causas</b>	<b>Semestre</b>		<b>TOTAL</b>
	<b>1°</b>	<b>2°</b>	
Falla	115	93	208
Por Expansión y Reforzamiento	0	2	2
Mantenimiento preventivo	7	16	23
Otros y/o terceros	8	7	15
Por maniobra sin aviso, corta	53	18	71
<b>Total interrupciones por semestre</b>	<b>183</b>	<b>136</b>	<b>319</b>

**Tabla 2:** Interrupciones del servicio durante el 2015  
**FUENTE: EL AUTOR**

Causas	Interrupción del servicio eléctrico 2015 por cada mes																							
	ENE		FEB.		MAR.		ABR.		MAY.		JUN.		JUL.		AGO.		SET.		OCT.		NOV.		DIC.	
	N	T	N	T	N	T	N	T	N	T	N	T	N	T	N	T	N	T	N	T	N	T	N	T
Falla	1 1	54.2 2	1 3	44. 9	2 7	218. 9	2 4	3. 4	29	232	33	247. 1	1 2	67.1	11	79.32	4	48.9	16	80.1	48	306	2	35.4
Por Expansión y Reforzamiento	0	0	0	0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0	0	0	1	5.867	1	4.72	0	0	0	0	0	0
Mantenimiento preventivo	5	26.5 8	0	0	0	0.0	0	0.0	1	7.7	1	6.16 7	0	0	2	11.22	0	0	0	0	10	58.2	4	9.93
Otros y/o terceros	0	0	1	17. 8	1	1.5	0	0.0	4	16.1	2	6.73 3	0	0	7	41.88	0	0	0	0	0	0	0	0
Por maniobra sin aviso, corta	0	0	0	0	2	2.8	1	0.5	2	0.9	48	139. 9	1 3	33.1	1	1.417	1	0.5	0	0	2	5.77	1	0.15
Total por mes	1 6	80.8	1 4	62. 7	3 0	223. 2	3 9	3. 9	36	256. 7	84	399. 9	2 5	100.2	22	139.7	6	54.2	16	80.1	60	370	7	45.5
Total por semestre	183												136											
Tiempo por semestre	1027.23												789.45											

**Tabla 3:** Cantidad y Tiempo de las Interrupciones durante cada mes del 2015

**FUENTE EL AUTOR**

Los índices de confiabilidad son resultados promedios de un sistema, el cual refleja el comportamiento de suministro eléctrico a los usuarios finales, en lo que se refiere a la Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico, establece una tolerancia de interrupciones en la red de Media Tensión, de acuerdo al sector típico del estudio.

<b>Cliente</b>	<b>Sector típico</b>	<b>Número de interrupciones</b>	<b>Duración de Interrupciones</b>
Media tensión	1	8/semestre	13horas/semestre

Tabla 4: Tolerancia para índices de confiabilidad.

**FUETE: OSINERMIN**

### **2.7.1.3 Índices de confiabilidad por sistema eléctrico durante el primer período**

De acuerdo con el monitoreo de eventos causantes de la suspensión de servicio eléctrico durante enero – diciembre del 2015, y aplicando los parámetros de falla se ha determinado los índices de confiabilidad se a continuación:

#### **✚ Índice de frecuencia de interrupción media del sistema (System Average Interruption Frequency Index)**

Los valor del SAIFI , que representa Frecuencia promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico, monitoreado en el año 2015 para el sistema de distribución eléctrica en media tensión del alimentador ILLIMO-201 se encuentran dentro de los límites que establece Osinergmin para sistemas de distribución, sin embargo en comparación con los valores de SAIFI de los demás alimentadores pertenecientes a la subestación de potencia de Illimo esta elevada por encima de un 100% como se muestra en la siguiente tabla comparativa entre los cuatro alimentadores que componen subestación:



ATM	SAIFI - SEP ILLIMO												INDICADOR (/AÑO)
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC.	
ILL101	0.0592	0.0638	0.0025	0.0045		0.0052		0.0072	0.0046		0.0122	0.0150	0.1741
ILL102	0.0090	0.0093	0.0355	0.0035	0.0101	0.0195			0.0001	0.0001		0.0024	0.0897
<b>ILL201</b>	<b>0.1307</b>	<b>0.0841</b>	<b>0.1683</b>	<b>0.0273</b>	<b>0.1652</b>	<b>0.2599</b>	<b>0.0882</b>	<b>0.0777</b>	<b>0.0130</b>	<b>0.0693</b>	<b>0.1499</b>	<b>0.0123</b>	<b>1.2459</b>
ILL202	0.0200	0.0418	0.1071	0.0000	0.0578	0.0587	0.0252	0.0341		0.0246	0.0300	0.0069	0.4061

**Tabla 5:** Índices de frecuencia de interrupción media del sistema por alimentador de la SEP Illimo 201 durante el 2015.

**FUENTE: EL AUTOR**

#### ✚ Índice de duración de interrupción media del sistema (System Average Interruption Duration Index)

El indicador SAIDI que representa la Duración promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico cuyos valores en comparación con la de los demás alimentadores, está muy por encima como se muestra en la siguiente tabla.

ATM	SAIDI - SEP ILLIMO												INDICADOR (/AÑO)
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	
ILL101	0.0592	0.0638	0.0025	0.0045	0.0000	0.0052	0.0000	0.0072	0.0046	0.0000	0.0122	0.0150	0.1741
ILL102	0.0090	0.0093	0.0355	0.0035	0.0101	0.0195	0.0000	0.0044	0.0001	0.0001	0.0000	0.0024	0.0941
<b>ILL201</b>	<b>0.3374</b>	<b>0.2707</b>	<b>0.7819</b>	<b>0.0009</b>	<b>0.5329</b>	<b>0.3030</b>	<b>0.1811</b>	<b>0.2627</b>	<b>0.0331</b>	<b>0.2189</b>	<b>0.5055</b>	<b>0.0463</b>	<b>3.4743</b>
ILL202	0.0200	0.0418	0.1071	0.0000	0.0578	0.0587	0.0252	0.0341		0.0246	0.0300	0.0069	0.4061

**Tabla 6:** Índices de duración de interrupción media del sistema por alimentador de la SEP Illimo 201 durante el 2015.

**FUENTE: EL AUTOR**

✚ Cuadro general de índices de confiabilidad

INDICES	INDICES DE CONFIABILIDA 2015												INDICADORES (/AÑO)
	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SET.	OCT.	NOV.	DIC.	
<b>SAIFI</b>	0.1307	0.0841	0.1683	0.0273	0.1652	0.2599	0.0882	0.0777	0.0130	0.0693	0.1499	0.0123	1.2459
<b>SAIDI</b>	0.3374	0.2707	0.7819	0.0009	0.5329	0.3030	0.1811	0.2627	0.0331	0.2189	0.5055	0.0463	3.4743
<b>CAIDI</b>	2.5815	3.2184	4.6462	0.0328	3.2264	1.1660	2.0532	3.3805	2.5489	3.1575	3.3719	3.7632	2.7622

*Tabla 7:* Índices de confiabilidad del sistema de distribución Illimo 201 durante el 2015.

**FUENTE: EL AUTOR**

## 2.7.2 Segundo período

### 2.7.2.1 Representación de los eventos de interés

Se ha monitoreado durante el primer semestre se ocurrieron 71 interrupciones, que está representado de la siguiente manera:

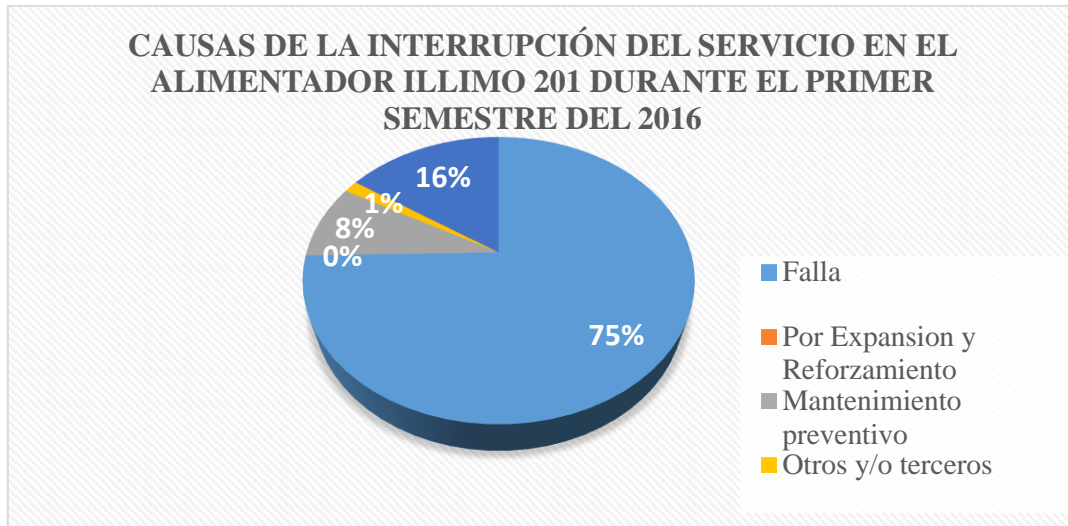


Grafico 3: Porcentaje de las causas de las interrupciones durante el 1º Sem. del 2016

FUENTE: EL AUTOR

### 2.7.2.2 Indicadores de confiabilidad de acuerdo a la NTCSE durante segundo período

De acuerdo con los Indicadores de Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio (FES) en el alimentador Illimo 201, que nos indica la sumatoria del número de veces que el servicio es interrumpido en el sistema de distribución durante el primer semestre del 2016.

Causas	Interrupción del servicio eléctrico 2016 por cada mes											
	ENE		FEB.		MAR.		ABR.		MAY.		JUN.	
	N	T (h)	N	T (h)	N	T (h)	N	T (h)	N	T (h)	N	T (h)
Falla	11	44.08	11	78.92	9	27.58	11	39.13	5	40.57	6	112.4
Por Expansión y Reforzamiento	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mantenimiento preventivo	0	0	0	0	3	18.82	3	13.45	0	0	0	0
Otros y/o terceros	1	2.05	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Por maniobra sin aviso, corta	0	0	1	0.417	5	103.4	3	20.48	2	8.433	0	0
Total por mes	12	46.13	12	79.33	17	149.8	17	73.06	7	49	6	112.4
Total por semestre	71											
Tiempo por semestre	509.70											

**Tabla 8:** Cantidad y Tiempo de las Interrupciones durante cada mes del 2015  
**FUENTE EL AUTOR**

### 2.7.2.3 Índices de confiabilidad por sistema eléctrico durante el segundo período

Posterior al acoplamiento de los equipos de señalización de fallas a la red de distribución del alimentador, se ha monitoreo de eventos causantes de la suspensión de servicio eléctrico durante enero – julio del 2016, se ha considerado los 7 primeros meses, puesto que se el análisis se hace por mes, y de esta manera aplicando los parámetros de falla se ha determinado los índices de confiabilidad que se muestran

#### Índice de frecuencia de interrupción media del sistema (System Average Interruption Frequency Index)

Los valor del SAIFI, que representa Frecuencia promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico, monitoreado mensualmente para el sistema de distribución eléctrica en media tensión del alimentador ILLIMO-201, y se muestra en la siguientes.

ATM	SAIFI - SEP ILLIMO							INDICADOR (/AÑO)
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	
ILL 101	0.0243	0.0222	0.0235	0.0113	0.0000	0.0000	0.0004	0.0817
ILL 102	0.0138	0.0000	0.0000	0.0005	0.0000	0.0000	0.0000	0.0143
<b>ILL 201</b>	<b>0.0759</b>	<b>0.0577</b>	<b>0.0426</b>	<b>0.0393</b>	<b>0.0159</b>	<b>0.0235</b>	<b>0.0393</b>	<b>0.2942</b>
ILL 202	0.0205	0.0147	0.0103	0.0148	0.0038	0.0000	0.0183	0.0823

**Tabla 9:** Índices de frecuencia de interrupción media del sistema por alimentador de la SEP Illimo 201 durante el 2016.

FUENTE: EL AUTOR


### ✚ Índice de duración de interrupción media del sistema (System Average Interruption Duration Index)

El indicador SAIDI que representa la duración promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico, posterior al acoplamiento se monitoreado satisfactoriamente y se registrado lo siguiente:

ATM	SAIDI - SEP ILLIMO							INDICADOR (/AÑO)
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	
ILL 101	0.0252	0.0338	0.0311	0.0295			0.0005	0.1201
ILL 102	0.0085	0.0022	0.0000	0.0008	0.0000			0.0114
<b>ILL 201</b>	<b>0.1068</b>	<b>0.1368</b>	<b>0.1078</b>	<b>0.0959</b>	<b>0.0453</b>	<b>0.0584</b>	<b>0.1837</b>	<b>0.7347</b>
ILL 202	0.0436	0.0296	0.0671	0.0520	0.0295		0.0870	0.3088

**Tabla 10:** Índices de duración de interrupción media del sistema por alimentador de la SEP Illimo 201 durante el 2015

FUENTE: EL AUTOR

 **Cuadro general de índices de confiabilidad**

indicadores normados	INDICES DE CONFIABILIDA 2016							INDICADORES (/AÑO)
	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	
<b>SAIFI</b>	0.0759	0.0577	0.0426	0.0393	0.0159	0.0235	0.0393	0.2942
<b>SAIDI</b>	0.1068	0.1368	0.1078	0.0959	0.0453	0.0584	0.1837	0.7347
<b>CAIDI</b>	1.4068	2.3732	2.5317	2.4424	2.8406	2.4850	4.6700	2.6785

*Tabla 11:* Índices de confiabilidad del sistema de distribución Illimo 201 durante el 2015.

**FUENTE: EL AUTOR**

#### IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los resultados comprenden los indicadores por usuario afectado y por sistema de ambos periodos de evaluación para el alimentador representativo a distintas condiciones de funcionamiento. También comprenden un análisis económico de la instalación de los equipos señalizadores de falla.

##### 3.1 ANÁLISIS DE LOS INDICADORES DE CONFIABILIDAD POR USUARIO AFECTADO

De acuerdo con los Indicadores de Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio. (FES) en el alimentador Illimo 201, que nos indica la sumatoria del número de veces que el servicio es interrumpido en el sistema de distribución, refleja el una mejora en el comportamiento de suministro eléctrico a los usuarios finales pertenecientes al alimentador Illimo 201 , en lo que se refiere a la Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico, no cumple con lo establecido que es una tolerancia de 8 interrupciones, y una duración no mayor a las 13 semestralmente en redes de Media Tensión, sin embargo las mejoras de acuerdo al sector típico del estudio son considerables.

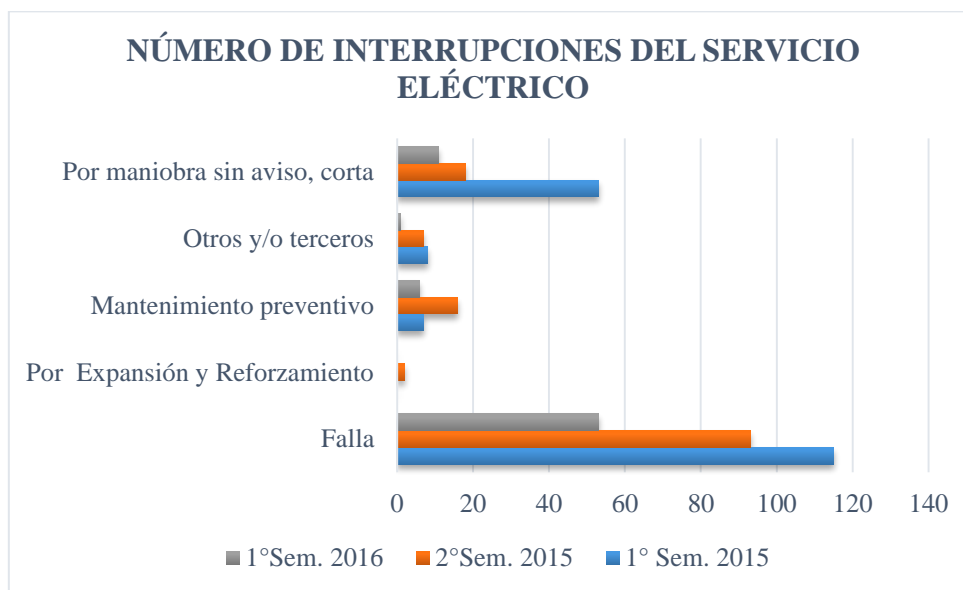
##### a) Número de interrupciones del servicio eléctrico en el alimentador Illimo 201

<b>NÚMERO DE INTERRUPCIONES DEL SERVICIO ELÉCTRICO</b>			
<b>CAUSAS</b>	<b>1° Sem. 2015</b>	<b>2°Sem. 2015</b>	<b>1°Sem. 2016</b>
Falla	115	93	53
Por Expansión y Reforzamiento	0	2	0
Mantenimiento preventivo	7	16	6
Otros y/o terceros	8	7	1
Por maniobra sin aviso, corta	53	18	11
<b>TOTAL</b>	<b>183</b>	<b>136</b>	<b>71</b>

*Tabla 12:* Interrupciones del servicio eléctrico durante el tiempo de estudio  
**FUENTE: EL AUTOR**

En relación a los semestres pasados se puede determinar que posterior al acoplamiento de los señalizadores de fallas se ha disminuido en un 61.2% y 47.8% respectivamente el índice de interrupciones del servicio.

- El número de interrupciones por sus diferentes causas está representado siguiente gráfico el cual nos muestra cuanto disminuye los eventos que causan las interrupciones:



**Gráfico 4:** Variación de interrupciones durante el tiempo de estudio.  
**FUENTE: EL AUTOR**

**b) Duración de interrupciones del servicio eléctrico en el alimentador Illimo 201**

TIEMPO DE INTERRUPCIONES DEL SERVICIO ELÉCTRICO (hrs.)			
CAUSAS	2015		2016
	1º Sem.	2º Sem.	1º Sem.
Falla	800.6	616.8	342.6
Por Expansión y Reforzamiento	0.0	10.6	0.0
Mantenimiento preventivo	26.6	79.3	32.3
Otros y/o terceros	42.2	40.9	2.1
Por maniobra sin aviso, corta	144.0	789.5	132.8
<b>TOTAL</b>	<b>1013.3</b>	<b>1537.0</b>	<b>509.7</b>

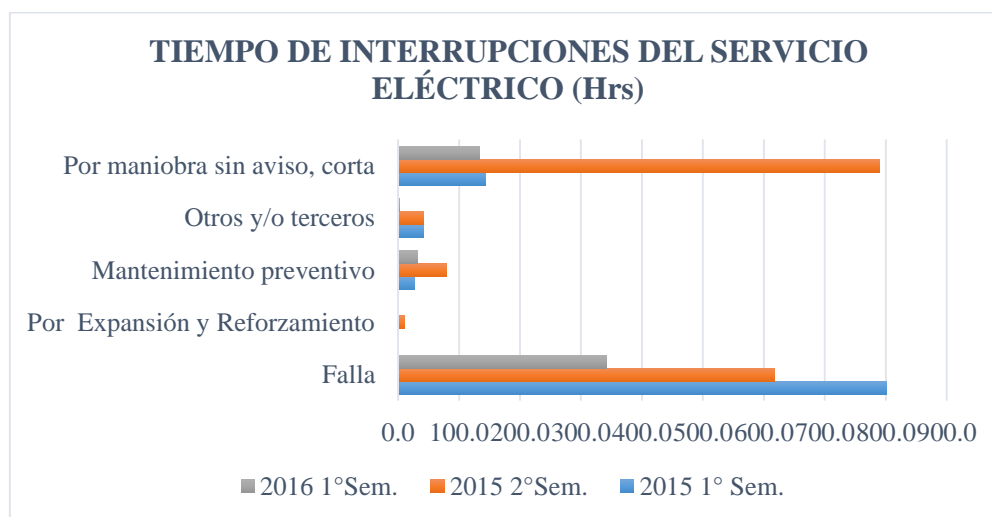
**Tabla 13:** Tiempo de interrupciones del servicio eléctrico durante el tiempo de estudio.  
**FUENTE: EL AUTOR**

- Disminuir el tiempo para ubicar la falla nos permite tomar acciones de corrección con mayor rapidez y mejorar el servicio por lo que en relación a los semestres



pasados se puede determinar que posterior al acoplamiento de los señalizadores de fallas se ha disminuido en un 49.7% y 66.9% respectivamente el tiempo fuera del servicio.

- El tiempo fuera de servicio (duración de interrupciones) por sus diferentes causas está representado siguiente gráfico el cual muestra que posterior al acoplamiento del señalizador el tiempo de las interrupciones disminuye en relación a los semestres previos al acoplamiento de dichos equipos.



**Gráfico 5:** Variación del tiempo de interrupciones durante el tiempo de estudio  
**FUENTE: EL AUTOR**

### 3.2 ANÁLISIS DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD POR SISTEMA

Los valores del SAIFI y SAIDI, que representa Frecuencia promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico y Duración promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico respectivamente, para el sistema de distribución eléctrica en media tensión del alimentador ILLIMO-201 han disminuido de manera considerable lo cual se muestra en las siguientes tablas comparativas de mes a mes durante los dos periodos que se ha desarrollado el presente proyecto.

La mejora a los índices se debe principalmente a la correcta ubicación de fallas que permite tomar las acciones necesarias en un tiempo cortas y evitar largas interrupciones del servicio, para lograr una mejor calidad de servicio a los usuarios finales y disminuyendo las pérdidas económicas.

- Cuadro comparativo SAIFI mes por mes durante los años 2015 y 2016 respectivamente.

AÑO	SAIFI - ALIMENTADOR ILLIMO 201							
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	ACUMULADO
2015	0.1307	0.0841	0.1683	0.0273	0.1652	0.2599	0.0882	0.9236
2016	0.0000	0.0074	0.0092	0.0290	0.0135	0.0151	0.0281	0.1024

*Tabla 14:* Cuadro comparativo SAIFI de los periodos de estudio.  
FUENTE: EL AUTOR

- Cuadro comparativo SAIDI mes por mes durante los años 2015 y 2016 respectivamente.

AÑO	SAIDI - ALIMENTADOR ILLIMO 201							
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	ACUMULADO
2015	0.3374	0.2707	0.7819	0.0009	0.5329	0.3030	0.1811	2.4079
2016	0.1068	0.1368	0.1078	0.0959	0.0453	0.0584	0.1837	0.7347

*Tabla 15:* Cuadro comparativo SAIDI de los periodos de estudio.  
FUENTE: EL AUTOR

### 3.3 ANÁLISIS DE COSTOS DE INSTALACIÓN DE SEÑALIZADORES DE FALLAS

#### 3.3.1 Costos unitarios suministro

**SUMINISTRO DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA PARA LA MEJORA DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN**

ITEM	DESCRIPCIÓN DE PARTIDAS	UNID.	METRADO TOTAL	PRECIO UNITARIO \$/.	PRECIO UNITARIO S/.	TOTAL S/.
<b>A</b>	<b>SUMINISTRO DE MATERIALES</b>					
<b>1.00</b>	<b><u>RECLOSERS, SECCIONALIZADORES Y MODEM</u></b>					
1.01	RECONECTADOR TRIFASICO, 15KV, 125kVp, C/TRAFO 13.2/0.22kV, 0.05KVA, 150kVp	UND	1.00	12000.00	40,800.00	40,800.00
1.02	RECONECTADOR TRIFASICO, 27KV, 150kVp, C/TRAFO 22.9/0.22kV, 0.05KVA, 170kVp	UND	1.00	13000.00	44,200.00	44,200.00
1.03	RECONECTADOR TRIFASICO, 38KV, 170kVp, C/TRAFO 33.0/0.22kV, 0.05KVA, 200kVp	UND	1.00	14000.00	49,000.00	49,000.00
1.04	SECCIONALIZADOR MONOPOLAR PROGRAMABLE INCLUYE BASE SOPORTE, 27kV, 150kVp	UND	1.00	1500.00	5,100.00	5,100.00
1.05	SECCIONALIZADOR MONOPOLAR PROGRAMABLE INCLUYE BASE SOPORTE, 15kV, 150kVp	UND	1.00	1500.00	5,100.00	5,100.00
1.06	REGULADOR DE TENSION, 22.9KV, 300A, C/REG.	UND	1.00	20000.00	68,000.00	68,000.00
1.07	MODEM GPRS, CON ACCESORIO DE FIJACION TIPO DIN Y CABLES DE COMUNICACIÓN	UND	8.00	385.00	1,309.00	10,472.00
1.08	SEÑALIZADORES DE FALLA 15 - 60 KV.	UND	24.00	2500.00	8,500.00	204,000.00
	TIPO DE CAMBIO (3.40)					<b>426,672.00</b>

*Tabla 16:* Costos de suministro.  
FUENTE: ELECTRONORTE S.A

### 3.3.2 Costo total de suministro y montaje

<b>SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE EQUIPOS DE , SEÑALIZACIÓN DE FALLAS PARA MEJORAR LA SEGURIDAD Y CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE MEDIA TENSION DE ELECTRONORTE S.A</b>			
<b>ITEM</b>	<b>DESCRIPCION</b>		
		\$/ (dólar)	S/. (soles)
<b>A</b>	SUMINISTRO DE MATERIALES Y EQUIPOS	125,491.76	426,672.00
<b>B</b>	TRANSPORTE DE MATERIALES Y EQUIPOS (% de A)	3,764.75	13,176.64
<b>C</b>	MONTAJE ELECTROMECAÁNICO	37,647.53	131,766.35
<b>D</b>	<b>COSTOS DIRECTO (C.D.)</b>	166,904.05	584,164.16
<b>E</b>	SUPERVISION	5,007.12	17,524.92
<b>H</b>	GASTOS GENERALES	25,035.61	87,624.62
<b>I</b>	UTILIDADES	13,352.32	46,733.13
<b>J</b>	SUB TOTAL SIN IGV (S/.)	210,299.10	715,016.94
<b>K</b>	IMPUESTO GENERAL A LAS VENTAS (18%)	37,853.84	128,703.05
	<b>COSTO TOTAL (Incluye IGV) S/.</b>	<b>248,152.94</b>	<b>843,719.99</b>
	<b>TIPO DE CAMBIO (3.40)</b>		

*Tabla 17:* Costos para la instalación de Señalizadores de falla.

**FUENTE: EL AUTOR**

### 3.3.3 Pérdidas mensuales durante el periodo de estudio

Pedidas por parte de la empresa son las compensaciones o la energía no vendida a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad del servicio no satisface los estándares fijados en la de la Norma, según corresponda.

Las pérdidas se determinarán en función de la Energía Teóricamente No Suministrada (ENS), la cual se terminara por mes.

**ENS.** Es el Número de Interrupciones por Cliente por mes (N) y la Duración Total Acumulada de Interrupciones (D), de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$\text{Compensaciones/Perdidas por Interrupciones} = e \cdot E \cdot \text{ENS}$$

**Donde:**

**e :** Es la compensación unitaria por incumplimiento en la Calidad de Suministro, cuyos valores son:

Periodo de Control	Semestral
<b>Indicadores de Calidad</b>	- Número de interrupciones por cliente (N). - Duración total ponderada de interrupciones por cliente (D). Además se evalúan de manera independiente las interrupciones por rechazo de carga.
<b>Control</b>	Por suministro.
<b>Tolerancias</b>	Límites N y D según nivel de tensión del suministro: - MAT/AT: N = 2, D = 4 hs. - MT: N = 4, D = 7 hs. - BT: N = 6, D = 10 hs. Sector Distribución Típico 2 y 3: 30% adicional Para el caso de rechazo de carga no existe tolerancia.
<b>Compensación</b>	$e \cdot E \cdot \text{ENS}$ - e: 0.35 US\$/kWh en III etapa. - E: factor según rango de transgresión de N y D. - ENS: energía teórica no suministrada al cliente
<b>Exoneraciones</b>	Se excluyen: interrupciones menores que 3 min, las calificadas como de fuerza mayor, las asociadas a obras de gran envergadura de interés público de otros sectores, por reforzamiento de instalaciones de transmisión, por congestión en transmisión o por falta de abastecimiento en el ducto de gas natural.

*Ilustración 16:* Tabla de valores para determinar costos de energía no suministrada.

**FUENTE: OSINERMING**

- **E :** Es el factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores de calidad de suministro y está definido de la siguiente manera:

$$E = [1 + (N - N')/N' + (D - D')/D']$$

- **N** = Número de Interrupciones; (expresada en: interrupciones / semestre).
- **N'** = Número de Interrupciones por Cliente.  
Clientes en MT: 4 Interrupciones/semestre (0.66 interrupciones/mes).
- **D'**: Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente.  
Clientes en Media Tensión: 7 horas/semestre. (1.16 horas/semestre).
- **D** =  $\Sigma (K_i \cdot d_i)$ ; (expresada en: horas).

**Donde:**

$d_i$  : Es la duración individual de la interrupción  $i$ .

$K_i$ : Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones (se toma

$K_i = 1.00$  por ser interrupciones no programadas).

<b>E : factor de magnitud de los indicadores de calidad durante 2015</b>							
Mes	N	N''	N'''	D	D''	D'''	E
Enero	16	0.66	0.66	1	1.66	1.66	<b>23.845</b>
Febrero	14	0.66	0.66	1	1.66	1.66	<b>20.815</b>
Marzo	30	0.66	0.66	1	1.66	1.66	<b>45.057</b>
Abril	3	0.66	0.66	1	1.66	1.66	<b>4.148</b>
Mayo	36	0.66	0.66	1	1.66	1.66	<b>54.148</b>
Junio	84	0.66	0.66	1	1.66	1.66	<b>126.875</b>
Julio	25	0.66	0.66	1	1.66	1.66	<b>37.481</b>
Agosto	22	0.66	0.66	1	1.66	1.66	<b>32.936</b>
Setiembre	6	0.66	0.66	1	1.66	1.66	<b>8.693</b>
Octubre	16	0.66	0.66	1	1.66	1.66	<b>23.845</b>
Noviembre	60	0.66	0.66	1	1.66	1.66	<b>90.512</b>
Diciembre	7	0.66	0.66	1	1.66	1.66	<b>10.208</b>

*Tabla 18:* Factor de magnitud de los indicadores de calidad durante el 2015.

**FUENTE: EL AUTO**

<b>E : Factor de magnitud de los indicadores de calidad durante 2016</b>							
Mes	N	N''	N'''	D	D''	D'''	E
Enero	12	0.66	0.66	1	1.16	1.16	<b>18.044</b>
Febrero	12	0.66	0.66	1	1.16	1.16	<b>18.044</b>
Marzo	17	0.66	0.66	1	1.16	1.16	<b>25.620</b>
Abril	17	0.66	0.66	1	1.16	1.16	<b>25.620</b>
Mayo	7	0.66	0.66	1	1.16	1.16	<b>10.468</b>
Junio	6	0.66	0.66	1	1.16	1.16	<b>8.953</b>
Julio	13	0.66	0.66	1	1.16	1.16	<b>19.559</b>

*Tabla 19:* Factor de magnitud de los indicadores de calidad durante el 2016.

**FUENTE: EL AUTOR**

## Energía Teóricamente No Suministrada a un Cliente determinado

$$ENS = ERS / (NHS - \sum di) \cdot D; \text{ (expresada en: kW.h)}$$

Donde:

- ERS: Es la energía registrada en el semestre.
- NHS: Es el número de horas del semestre.(por mes se tomara 720 hrs)
- $\sum di$ : Es la duración total real de las interrupciones ocurridas en el semestre.

<b>ENS: Energía Teóricamente No Suministrada a un Cliente en el 2015</b>						
Mes	ERS	NHS	Di	D	ENS (MW.h)	ENS (KW.h)
Enero	4540.27	720	80.80	1	7.10304521	7103.04521
Febrero	4159.01	720	62.72	1	6.32757067	6327.57067
Marzo	4391.03	720	223.18	1	8.83833473	8838.33473
Abril	4484.35	720	3.93	1	6.26248045	6262.48045
Mayo	4497.59	720	256.68	1	9.7073842	9707.3842
Junio	3811.19	720	399.92	1	11.9068959	11906.8959
Julio	7810.26	720	100.20	1	12.6012535	12601.2535
Agosto	4019.76	720	139.70	1	6.92704608	6927.04608
Setiembre	4344.54	720	54.15	1	6.5248008	6524.8008
Octubre	4597.48	720	80.13	1	7.18505249	7185.05249
Noviembre	4359.65	720	369.75	1	12.4472471	12447.2471
Diciembre	4694.20	720	45.52	1	6.95970056	6959.70056

**Tabla 20:** Energía Teóricamente no Suministrada durante el 2015.

FUENTE: EL AUTOR

<b>ENS: Energía Teóricamente No Suministrada a un Cliente</b>						
Mes	ERS	NHS	Di	D	ENS (MW.h)	ENS (KW.h)
Enero	5105.84	720	46.13	1	7.57692349	7576.92349
Febrero	2153.06	720	79.33	1	3.36065388	3360.65388
Marzo	2372.44	720	149.82	1	4.16084262	4160.84262
Abril	2131.04	720	73.06	1	3.29404902	3294.04902
Mayo	2284.60	720	49.00	1	3.40477264	3404.77264
Junio	1981.33	720	112.35	1	3.26064977	3260.64977
Julio	2177.94	720	40.18	1	3.20371394	3203.71394

**Tabla 21:** Energía Teóricamente no Suministrada durante el 2016.

FUENTE: EL AUTOR

- **Compensaciones/Perdidas por Interrupciones = e . E . ENS**

<b>Compensación 2015</b>						
Mes	e	E	ENS	total (\$)	total(S/.)	
Enero	0.35	23.845	7103	\$ 59,279.83	S/	201,551.41
Febrero	0.35	20.815	6327.6	\$ 46,096.90	S/	156,729.44
Marzo	0.35	45.057	8838.3	\$ 139,379.96	S/	473,891.86
Abril	0.35	4.148	6262.5	\$ 9,091.57	S/	30,911.34
Mayo	0.35	54.148	9707.4	\$ 183,971.94	S/	625,504.60
Junio	0.35	126.875	11907	\$ 528,741.16	S/	1,797,719.96
Julio	0.35	37.481	12601	\$ 165,308.52	S/	562,048.98
Agosto	0.35	32.936	6927	\$ 79,851.59	S/	271,495.42
Setiembre	0.35	8.693	6524.8	\$ 19,852.76	S/	67,499.39
Octubre	0.35	23.845	7185.1	\$ 59,964.23	S/	203,878.40
Noviembre	0.35	90.512	12447	\$ 394,316.66	S/	1,340,676.63
Diciembre	0.35	10.208	6959.7	\$ 24,866.76	S/	84,547.00
compensación por año				<b>\$ 1,710,721.89</b>	<b>S/</b>	<b>5,816,454.42</b>
tipo de cambio octubre del 2016 : 3.4						

**Tabla 22:** Compensaciones por pérdidas durante el 2015.

**FUENTE: EL AUTOR**

<b>Compensación mensual 2016</b>						
	e	E	ENS	TOTAL (\$)	TOTAL(S/.)	
Enero	0.35	18.044	7576.9	\$ 47,851.00	S/.	162,693.41
Febrero	0.35	18.044	3360.7	\$ 21,223.74	S/.	72,160.72
Marzo	0.35	25.62	4160.8	\$ 37,309.76	S/.	126,853.18
Abril	0.35	25.62	3294	\$ 29,537.33	S/.	100,426.92
Mayo	0.35	10.468	3404.8	\$ 12,474.56	S/.	42,413.51
Junio	0.35	8.953	3260.6	\$ 10,217.38	S/.	34,739.11
Julio	0.35	19.559	3203.7	\$ 21,931.55	S/.	74,567.26
acumulado				\$ 180,545.32	S/.	613,854.10
Tipo de cambio :3.4						

**Tabla 23:** Compensaciones por pérdidas durante el 2016.

**FUENTE: EL AUTOR**

### **3.4 IMPACTO ECONÓMICO DE LA INSTALACIÓN DE SEÑALIZADORES DE FALLAS**

Para determinar el impacto económico de la instalación de los señalizadores se toma como egresos los gastos originados por suministro y montaje de la instalación de señalizadores gastos por mantenimiento, y como beneficio la diferencia que existe mes a mes entre las pérdidas por energía no vendida durante los periodos de estudio del presente proyecto.

Durante los dos periodos que fue dividido el presente trabajo se cuenta con valores por cada mes de las pérdidas por energía no suministrada comparativo primeros meses que



se instaló los señalizadores los cuales nos muestran perdidas menores , comparando ambos periodos se puede determinar que las perdidas han disminuido significativamente obtenido un saldo a favor S/. 3, 234,503.50 en pérdidas por energía no vendida en los 7 primeros meses con respecto al año anterior.

Contando con una utilidad o beneficio hasta la actualidad de S/. 2, 384,783.52 de acuerdo a la inversión realizada en los señalizadores de falla como se detalla en el siguiente cuadro:

<b>ANÁLISIS COSTO/BENEFICIO DE LA INSTALACIÓN DE SEÑALIZADORES DE FALLA EN EL ALIMENTADOR ILLIMO 201</b>										
<b>ITEM</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>Dic-15</b>	<b>Ene-16</b>	<b>Feb-16</b>	<b>Mar-16</b>	<b>Abr-16</b>	<b>May-16</b>	<b>Jun-16</b>	<b>Jul-16</b>	<b>TOTAL</b>
<b>A</b>	<b>INVERSION (EGRESOS)</b>	-S/. 843,719.99			-S/. 3,000.00			-S/. 3,000.00		-S/. 849,719.99
1.01	Instalación de señalizadores	S/. 843,719.99								
1.02	Mantenimiento				-S/. 3,000.00			-S/. 3,000.00		-S/. 6,000.00
<b>B</b>	<b>BENEFICIOS (INGRESOS)</b>		S/. 38,858.00	S/. 84,568.73	S/. 347,038.68	-S/. 69,515.57	S/. 583,091.10	S/. 1,762,980.85	S/. 487,481.72	
2.01	Diferencia compensaciones (ENS)		S/. 38,858.00	S/. 84,568.73	S/. 347,038.68	-S/. 69,515.57	S/. 583,091.10	S/. 1,762,980.85	S/. 487,481.72	S/. 3,234,503.50
	<b>BENEFICIOS NETOS</b>	S/. - 843,719.99	S/. 38,858.00	S/. 84,568.73	S/. 344,038.68	-S/. 69,515.57	S/. 583,091.10	S/. 1,759,980.85	S/. 487,481.72	S/. 2,384,783.52

*Tabla 24:* Costo / beneficio de la instalación de señalizadores de fallas.

**FUENTE: EL AUTOR**

### 3.5 INDICADORES FINANCIEROS

Los indicadores financieros para evaluar el proyecto están estimados de la siguiente manera:

**VALOR ACTUAL NETO (VAN)** que mide la ganancia que tendrá un proyecto al descontar el monto de inversión al valor actual del total del flujo de caja del proyecto. (Sandra, 2012)

**VAR:** se trabaja con una tasa de 12%

VAN= S/. 902,128.00

**TASA INTERNA DE RETORNO:** tasa de rendimiento utilizado en presupuestos de capital para medir y comparar la rentabilidad de las inversiones. (Sandra, 2012)

TIR= 29%

## V. CONCLUSIONES

Basándose en los indicadores SAIDI de la UU.NN Sucursales-Chiclayo como muestra el anexo 2 se identifica al alimentador Illimo 201 como el más crítico de todos con un índice SAIDI de 3.47 que en comparación con el valor promedio de otros alimentadores de 0.61 se comprueba la criticidad del alimentador determinando así la instalación de señalizadores de fallas en su sistema de distribución, en el cual de acuerdo al presupuesto destinado como programa piloto se realizó la instalación de 24 dispositivos señalizadores de falla en 8 puntos o lugares distintos a lo largo de la red de MT del alimentador según se muestra en Mapa de la ilustración N°14, y se representa en el plano del anexo 5, estos puntos de ubicación se determinaron tomando como referencia la troncal de la red de 70 mm<sup>2</sup> y basándose en los lugares de incidencia de las interrupciones se destinó cada dispositivo a monitorear una zona específica que comprende las ramificaciones o derivaciones de la red, además se tomó en cuenta la geografía de la zona que facilite el acceso para la instalación y mantenimiento de los equipos, justificando su instalación en la mejora del tiempo de respuesta para solucionar las interrupciones del servicio y lograr la disminución de las pérdidas económicas por la energía no vendida.

Con el diagnóstico realizado al sistema del alimentador Illimo 201 en condiciones iniciales durante el primer periodo de estudio se comprueba la criticidad del alimentador, validando sus altos índices SAIFI Y SAIDI como se muestra en la tabla 5 y 6 mediante una evaluación de frecuencia y tiempo de las interrupciones, identificando 5 principales causas de la interrupción del servicio siendo las fallas en la red la causa con mayor incidencia con un promedio de un 65% durante el 2015, evaluado todas las interrupciones mediante los indicadores de calidad según el NTCSE se determina que están fuera de la tolerancia establecida por Osinerming.

Durante el segundo periodo de estudio posterior al acoplamiento de los señalizadores de falla al sistema se identifican las mismas causas que originan las interrupciones donde predominan las causadas por falla, pero en menor frecuencia y tiempo, evaluando todos los eventos causantes de interrupciones en la red se determina que los índices SAIFI y SAIDI se encuentran más equilibrados con respecto a los demás alimentadores según se muestra en la tabla 9 y 10.

Por lo tanto con la metodología usada se determina que los indicadores de calidad por usuarios afectados según indica NTCSE de frecuencia y tiempo han disminuido en un

61.2% y 66.9% respectivamente posterior al acoplamiento de los señalizadores de falla a la red, al disminuir la frecuencia de las interrupciones el índice SAIFI mejora gracias a las acciones correctivas y de mantenimiento realizados en la red a partir de la instalación de los equipos señalizadores de falla del mismo modo disminuyendo el tiempo de la interrupciones y los índices SAIDI se han reducido 70% , ya que los señalizadores de fallas han permitido identificar con mayor exactitud la zona donde se originó la causa de la interrupción del servicio permitiendo que las acciones correctivas y la normalización del servicio se realicen en el menor tiempo posible y de esta manera se sustenta que Técnicamente un sistema óptimo, que a partir de la instalación de los equipos señalizadores de falla, mejora sus Índices de confiabilidad permitiendo garantizar un mejor servicio para los clientes.

Determinando además desde un punto de vista económico que posterior al acoplamiento del señalizador de falla las pérdidas por energía no vendida han disminuido dejando un monto a favor S/. 3,234,503.50 en comparación a los 7 primeros meses del año anterior y tomando en cuenta la inversión realizada en instalación y mantenimiento los beneficio a mediano plazo de 7 meses, es de S/. 2,384,783.52 monto que se reflejado teóricamente en la disminución de pérdidas por energía no vendida.

## **VI. RECOMENDACIONES**

Tomando en cuenta el éxito del programa piloto con los señalizadores de falla se recomienda aumentar el número de equipos en la red ya que como se muestra en los mapas y plano las zonas de Morrope, Alto Medano, Cruz del Medano, y Lagunas cuentan con una red de distribución muy extensa y el número de equipos es muy limitado, y adicional es recomendable aumentar los equipos de protección y seccionamiento para disminuir el número de clientes afectados ante cualquier eventualidad.

Se recomienda intensificar los trabajos de mantenimiento para reducir las interrupciones causadas por fallas que represente un alto porcentaje de la interrupciones como se muestra en los gráficos 1, 2 y 3, además de llevar control permanente del programa de mantenimiento preventivo y correctivo implementados, capacitando con frecuencia al personal técnico, brindándoles las herramientas y equipos adecuados para que estas labores se realicen con mayor eficacia.

Adicional a esto se recomienda el cambio de redes ya que en su mayoría es muy antiguas y precarias lo que originan el alto índice de interrupciones por fallas.

De manera general se recomienda utilizar este tipo de tecnología en otros sistemas de distribución, de preferencia en redes en buen estado y así mejorar la calidad del servicio para un mayor número de usuarios en toda la región, para lo cual se toma como un precedente positivo lo que se ha logrado en el sistema de distribución Illimo 201.

## VII. BIBLIOGRAFÍA

- [1] IEEE Standards Board, IEEE Industry Applications Society, “IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems”, Plenum Publishing Corporation, Estados Unidos, 2007.
- [2] R. Billinton and R. Allan, “Reliability Evaluation of Power Systems”. A thesis Submitted to the College of Graduate Studies and Research in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of Doctor of Philosophy in the Department of Electrical Engineering University of Saskatchewan Saskatoon.
- [3] OSINERGMIN, “Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos”, Resolución OSINERG N° 074-2004-OS/CD, Abril 2004.
- [4] J. DIAZ, “Evaluación de la Confiabilidad en el Marco de los Sistemas Eléctricos Competitivos”, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 2000. Memoria para optar al grado de Ingeniero Civil de Industrias. Escuela reingeniería. Departamento.
- [5] A. ARRIAGADA, “Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución”, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 1994. Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería.
- [6] J. García y G. Layerenza “Metodología para el pronóstico de la Calidad de Servicio en Redes de Distribución”, Seminario Internacional sobre Planificación y Calidad en Sistemas de Distribución”, Argentina, 2001.
- [7] J. AYRE .” Evaluación De La Confiabilidad Mediante El método de Modo de fallas Y ubicación optima de seccionadores en una red de distribución eléctrica”
- [8] S. Ramírez, “Redes de Distribución de Energía”, artículo de libro. En Ingeniería Eléctrica con énfasis en Sistemas de Distribución, Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales, enero del 2004.
- [8] COES, Reporte de información del procedimiento Pr-03 , pronóstico de la demanda de corto plazo, Resolución del consejo directivo de OSINERGMIN N° 005-2011-OS-CD, Chiclayo 2015-2016

[9]S. Siguas, inversión para servicios, facultad de ciencias económicas Universidad Nacional Mayor de San Marcos Lima 2012.



## **VIII. ANEXOS**

**Anexo 1: INDICADORES SAIFI – SAIDI ELECTRONORTE**

<b>SAIFI ELECTRONORTE</b>															
<b>SAIFI</b>	<b>ENE</b>	<b>FEB</b>	<b>MAR</b>	<b>ABR</b>	<b>MAY</b>	<b>JUN</b>	<b>JUL</b>	<b>AGO</b>	<b>SET</b>	<b>OCT</b>	<b>NOV</b>	<b>DIC</b>	<b>Ejec.</b>	<b>Meta</b>	<b>%</b>
Sucursales	0.6806	0.4752	0.6033	0.1574	0.3449	0.4569	0.2748	0.4185	0.2693	0.3457	0.3981	0.2944	4.7192	4.9202	95.91%
Cajamarca Centro	0.4750	0.1440	0.2798	0.1601	0.2014	0.4950	0.4013	0.2763	0.1220	0.4518	0.4890	0.2220	3.7177	2.9526	125.91%
Chiclayo	0.4011	0.1994	0.2721	0.1682	0.3192	0.1231	0.4725	0.3153	0.1641	0.1967	0.1853	0.2228	3.0398	4.6672	65.13%
<b>Acumulado</b>	<b>1.5567</b>	<b>0.8186</b>	<b>1.1552</b>	<b>0.4857</b>	<b>0.8655</b>	<b>1.0751</b>	<b>1.1486</b>	<b>1.0102</b>	<b>0.5554</b>	<b>0.9943</b>	<b>1.0724</b>	<b>0.7392</b>	<b>11.4767</b>	<b>12.5400</b>	<b>91.52%</b>

<b>SAIDI ELECTRONORTE</b>															
<b>Etiquetas de fila</b>	<b>ENE</b>	<b>FEB</b>	<b>MAR</b>	<b>ABR</b>	<b>MAY</b>	<b>JUN</b>	<b>JUL</b>	<b>AGO</b>	<b>SET</b>	<b>OCT</b>	<b>NOV</b>	<b>DIC</b>	<b>Ejec.</b>	<b>Meta</b>	<b>%</b>
Sucursales	1.5568	0.8574	2.2325	0.3970	0.9737	1.9098	0.5599	1.7443	0.5665	1.4187	1.1771	0.6180	14.0117	5.9583	235.16%
Cajamarca Centro	0.3862	0.2814	0.6181	0.2577	0.1485	0.4422	0.3286	0.5214	0.3663	1.0772	0.4010	0.2109	5.0395	11.4434	44.04%
Chiclayo	0.7387	0.2795	0.7552	0.3059	0.3108	0.2114	0.6034	0.3201	0.2436	0.2649	0.2922	0.3122	4.6380	6.7983	68.22%
<b>Acumulado</b>	<b>2.6817</b>	<b>1.4182</b>	<b>3.6057</b>	<b>0.9606</b>	<b>1.4330</b>	<b>2.5634</b>	<b>1.4919</b>	<b>2.5859</b>	<b>1.1764</b>	<b>2.7608</b>	<b>1.8703</b>	<b>1.1412</b>	<b>23.6891</b>	<b>24.2000</b>	<b>97.89%</b>

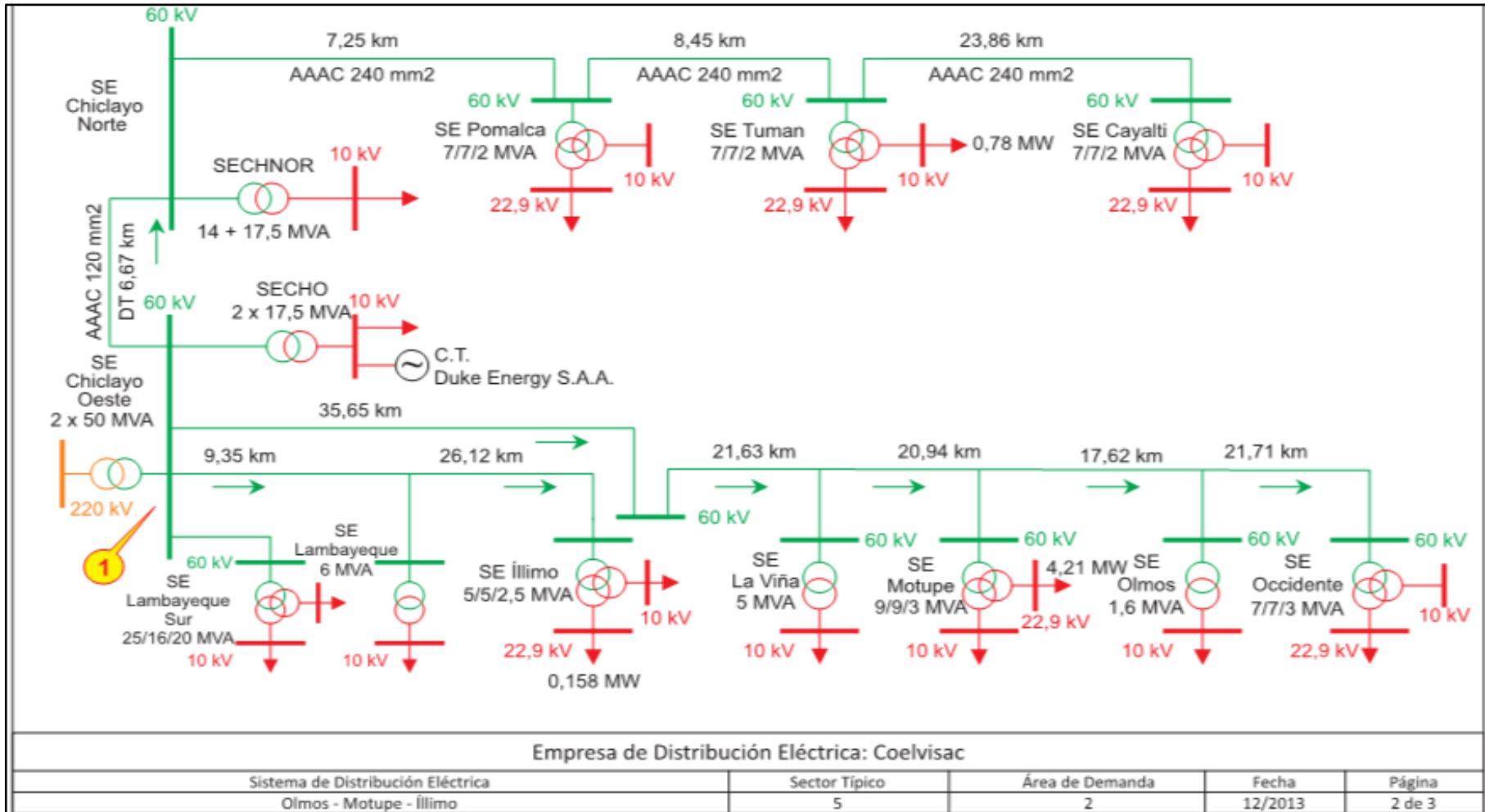
**FUENTE: ELECTRONORTE**

**Anexo 2:** Indicadores SAIDI UU. NN Sucursales durante 2015

<b>SAIDI 2015</b>	<b>ENE</b>	<b>FEB</b>	<b>MAR</b>	<b>ABR</b>	<b>MAY</b>	<b>JUN</b>	<b>JUL</b>	<b>AGO</b>	<b>SET</b>	<b>OCT</b>	<b>NOV</b>	<b>DIC</b>	<b>Acumulado</b>
<b>UU.NNSucursales</b>	<b>1.5568</b>	<b>0.8574</b>	<b>2.2325</b>	<b>0.3970</b>	<b>0.9737</b>	<b>1.9098</b>	<b>0.5599</b>	<b>1.7443</b>	<b>0.5665</b>	<b>1.4187</b>	<b>1.1771</b>	<b>0.6180</b>	<b>14.0117</b>
<b>ILL201</b>	<b>0.3374</b>	<b>0.2707</b>	<b>0.7819</b>	<b>0.0009</b>	<b>0.5329</b>	<b>0.3030</b>	<b>0.1811</b>	<b>0.2627</b>	<b>0.0331</b>	<b>0.2189</b>	<b>0.5055</b>	<b>0.0463</b>	<b>3.4743</b>
CAR202	0.2225	0.0223	0.0040	0.0596	0.0486	0.8677	0.0292	0.6517	0.0694	0.0196	0.1414		2.1360
NIE201	0.1546	0.1525	0.4185	0.1478	0.0650	0.0852	0.0067	0.0608	0.0278	0.1596	0.0310	0.1823	1.4919
CAR201	0.0199	0.0388	0.1355	0.0103	0.0256	0.0051	0.0291	0.1318	0.0323	0.5278	0.0625	0.0037	1.0224
OCC204	0.0414	0.0048	0.0285	0.0097		0.3993	0.1270	0.2148	0.0796			0.0515	0.9566
POM202	0.0945	0.0522	0.1326	0.0018	0.0229	0.0074	0.0142	0.0173	0.0248	0.1195	0.1072	0.0324	0.6266
LAM101	0.0413	0.0020	0.0097	0.0071	0.0385	0.0064		0.1107	0.0865	0.0964	0.0303	0.1282	0.5571
LS101	0.0725	0.0471	0.0486	0.0526	0.0550	0.0425		0.0544	0.0139	0.0332	0.0057	0.0261	0.4515
POM201	0.0061		0.2196	0.0103	0.0022	0.0392	0.0050	0.0119	0.0283	0.0141	0.0924		0.4291
OLM201	0.0940	0.0015	0.1047	0.0442	0.0001	0.0004	0.0323	0.0534	0.0117	0.0566	0.0037	0.0231	0.4256
ILL202	0.0200	0.0418	0.1071	0.0000	0.0578	0.0587	0.0252	0.0341		0.0246	0.0300	0.0069	0.4061
CAY202	0.0011	0.0512	0.0602	0.0168	0.0448	0.0100	0.0004	0.0574	0.0057	0.0614	0.0573	0.0277	0.3941
TUM201	0.1353	0.0412	0.0064			0.0236	0.0235	0.0058	0.0363	0.0076	0.0180	0.0383	0.3359
TUM202	0.0936	0.0230	0.0033	0.0014	0.0003	0.0030	0.0357	0.0437	0.0271	0.0026	0.0594	0.0005	0.2937
CAY201	0.0240	0.0038	0.0677	0.0107				0.0197	0.0207	0.0451	0.0010	0.0002	0.1928
MOT103	0.0119	0.0144	0.0234	0.0036	0.0373	0.0046	0.0110	0.0043	0.0497	0.0119	0.0098	0.0050	0.1870
ILL101	0.0592	0.0638	0.0025	0.0045		0.0052		0.0072	0.0046		0.0122	0.0150	0.1741
MOT101	0.0239	0.0023	0.0139	0.0078	0.0269	0.0199		0.0007	0.0093	0.0197	0.0022	0.0041	0.1308

FUENTE: ELECTRONORTE

**Anexo 3:** Diagrama unifilar sistema eléctrico Chiclayo (Olmos-Motupe-Illimo)



FUENTE: ELECTRONORTE

### Anexo 4: Especificaciones técnicas de Señalizadores de Falla 15-60KV

Nº	DESCRIPCIÓN	UND.	VALOR GARANTIZADO	
1	Referencia			
2	Marca			
3	Fabricante - País			
4	Para Trabajo/tipo de instalación		Exterior	
5	Ciudad y/o país de fabricación			
6	Normas Base de Fabricación y ensayos		ANSI/IEEE 495 1986 o IEEE/495-2007	
7	Rango de operación (tensiones del sistema)	kV	15 - 65	
8	Rango de operación (corrientes del sistema)	Amp	20 - 1500	
9	Frecuencia de operación	Hz	60	
10	Temperatura de operación	°C	-40 a +85	
11	Índice de protección IP		IP67	
12	Régimen de Utilización		Continuo	
13	Uso		Intemperie	
14	Monofásico		si	
15	Indicación	Luminosa	si	
		Angulo de visibilidad	Grados	360
		Distancia Mínima de Visibilidad	m	≥ 50
		Tipo de falla		Permanente
16	Adaptabilidad a Calibre de conductor	cm	0.406 a 3.81	
17	Batería	Material	Litio	
		Tiempo de indicación continuo	h	≥ 700
		estandarizada		LiSOC2 TypeA/3.6V/3600mAh
		Fácil adquisición		Si
		Intercambiable		Si
	Vida útil	años	≥ 10	
18	Herramienta para la validación del funcionamiento: Programación del Equipo via Control Remoto		Si	
19	Peso indicador	kg	0.610kg	
20	Reposición	Por Tensión	Opcional	
		Por Corriente	Opcional	
		Por tiempo	de 30 min a 12 horas	
21	Vida útil del Indicador	años	≥ 10	
22	Corriente de disparo	Programable por el usuario	SI	
		Autoajustable	5A a 100 A (paso de 5A)	
		Rango de Programación de corriente para la indicación	Amp	Desde 50 hasta 1500 A
23	Sistema de comunicación : Posibilidad de comunicarse para envío de información remota)		Si	
24	Garantía del Producto		≥ 18 meses	
25	Respaldo Técnico en el país (Brindar Capacitación)		Si	
26	Corriente de corta duración	kA	25	
27	Bloqueo para corriente Inrush		Si	
28	Certificado ISO 9001 versión 2000 ó 2008		Si	

FUENTE: ELECTRONORTE

**Anexo 5:** Plano del sistema de distribución Illimo 201

**Anexo 6:** Tablas de datos de incidencias en el sistema de distribución Illimo 201  
durante el 2015

**Anexo 7:** Tablas de datos de incidencias en el sistema de distribución Illimo 201  
durante el 2016