

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**APLICACIÓN DE CONFIABILIDAD EN
REDES DE MEDIA TENSIÓN**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

PEDRO DARIO, APAZA TANTAHUILCA

**PROMOCIÓN
2000 - II**

**LIMA – PERÚ
2008**

**APLICACIÓN DE CONFIABILIDAD
EN REDES DE MEDIA TENSIÓN**

Quiero dedicar la obtención
de mi título a mis padres:
Don Pedro Apaza Pilco y
Doña Juana Tantahuilca Palomino
por su dedicación y formación
de mis primeros años.

SUMARIO

En los últimos años; las empresas eléctricas, el ministerio y organismos reguladores y/o fiscalizadores de la energía eléctrica han puesto interés sobre al cumplimiento de la Norma Técnica de la Calidad de los Suministros Eléctricos, esta Norma menciona en su título sexto el tema de calidad de suministro, en su contenido hace referencia a índices, conocidos como indicadores; sobre el número de interrupciones por cliente y duración de las mismas clasificados por nivel de tensión, estos indicadores forman parte de la teoría de confiabilidad, permitiendo diagnosticar la situación real del sistema eléctrico con respecto a la continuidad del servicio.

El cumplimiento de esta Norma esta a cargo del organismo supervisor de la inversión en energía y minería (OSINERGMIN) hacia las empresas dedicadas a la generación, transmisión y/o sub-transmisión y distribución de la energía eléctrica.

El presente informe se desarrolla con la finalidad de conocer, interpretar y aplicar la teoría de confiabilidad sobre las redes de distribución y verificar el cumplimiento de los indicadores de calidad de suministro que exige la Norma.

Como menciona el título de este informe “Aplicación de confiabilidad en redes de media tensión”, se definen primero las variables de confiabilidad en sistemas radiales para luego aplicar estos conceptos en la ubicación óptima de equipos de protección o en su equivalente ubicar puntos de seccionamiento sobre la red principal, las redes enmalladas no forman parte de este informe debido a que este tipo de topología es considerado mayormente en redes de transmisión y/o sub-transmisión.

En el Capítulo I se describe la situación actual y la problemática de las redes en lo referente a la calidad del suministro así como la base legal que sugiere conocer los conceptos de confiabilidad, en el Capítulo II se explica estos conceptos con sus respectivos ejemplos para una mejor comprensión, en el Capítulo III se plantea la metodología para ubicar de forma óptima los puntos de seccionamiento así como una breve descripción de los equipos de protección usados en estos puntos y en el Capítulo IV se desarrolla la aplicación de confiabilidad en una red real del sistema eléctrico peruano para finalmente mencionar las conclusiones que se derivan del análisis.

Quiero mencionar que la teoría de confiabilidad es muy amplia, como un objetivo aparte me gustaría que este informe motive a la profundización del tema y encontrar temas similares para generación, transmisión y/o sub-transmisión en futuros informes.

ÍNDICE

PRÓLOGO.....	1
--------------	---

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1	Objetivo.....	2
1.2	Base Legal.....	2
1.3	Definiciones.....	2
1.4	Redes de Distribución y sus Problemas	3
1.5	Evaluación del Problema.....	3
1.6	Limitaciones	4
1.7	Síntesis	4

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

2.1	Índices Básicos	6
2.2	Índices Básicos Referido al Sistema.....	7
2.2.1	Índices Referido al Cliente.....	8
2.2.2	Índices Referidos a la Carga y Energía	10
2.3	Rendimiento del Sistema.....	11
2.4	Pronóstico del Sistema.....	13
2.5	Aplicación a Sistemas Radiales.....	14
2.5.1	Sistema Radial Simple	14
2.5.2	Sistema Radial con Protección Lateral.....	16
2.5.3	Sistema Radial y el Efecto de Desconectores	17
2.5.4	Efectos de que Falle las Protecciones Laterales	19
2.5.5	Sistema Radial Efecto de Transferir Carga	21

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA

3.1	Antecedentes	26
3.2	El Costo y Valor de Confiabilidad	26
3.2.1	Costos por Inversión	28

3.2.2	Costos por Interrupción	28
3.2.3	Consecuencias de la Interrupción	29
3.3	Metodología	29
3.4	Premisas	30
3.5	Equipamiento de la Red	30
3.5.1	Funciones de los Equipos de Protección.....	30
3.5.2	Equipos de Protección	31
3.5.3	Costos de los Equipos de Protección.....	34

CAPÍTULO IV

APLICACIÓN

4.1	Recopilación de Información	35
4.1.1	Alimentador PIC281	38
4.1.2	Circuito Simplificado.....	38
4.2	Cálculos	40
4.2.1	Alimentador Sin Ninguna Protección	40
4.2.2	Protecciones Laterales.....	40
4.2.3	Protecciones Red Principal	40
4.2.4	Optimización de la Protección.....	41

CONCLUSIONES	48
--------------------	----

ANEXOS

ANEXO A

Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) Referido al Suministro.	50
--------------------------------------------------------------------------------------	----

ANEXO B

Detalle de los Cálculos.....	54
------------------------------	----

BIBLIOGRAFÍA.....	61
-------------------	----

Índice de Tablas

TABLA N° 2.1 Datos de componentes del sistema radial simple.....	7
TABLA N° 2.2 Índices de confiabilidad para el sistema radial simple	7
TABLA N° 2.3 Detalles de un sistema de distribución	12
TABLA N° 2.4 Interrupciones ocurridas en un año calendario.....	12
TABLA N° 2.5 Detalles del sistema de la Fig. 2.1.....	13
TABLA N° 2.6 Parámetros de confiabilidad de la Fig. 2.3	15
TABLA N° 2.7 Índices de Confiabilidad de la Fig. 2.3.....	15
TABLA N° 2.8 Clientes y Cargas Conectados de la Fig. 2.3.....	16
TABLA N° 2.9 Índices de Confiabilidad con Protección Lateral	17
TABLA N° 2.10 Índices de Confiabilidad con protecciones laterales y desconectores	18
TABLA N° 2.11 Índice de Confiabilidad si los fusibles laterales operan con probabilidad de 0,9.....	20
TABLA N° 2.12 Índices de Confiabilidad con Transferencia de carga sin restricción.....	22
TABLA N° 2.13 Índices de Confiabilidad con Transferencia de carga con restricción.....	23
TABLA N° 2.14 Resumen de Índices	25
TABLA N° 3.1 Costos de Equipos de Protección	34
TABLA N° 4.1 Redes MT del Sector Típico 3.....	35
TABLA N° 4.2 Estadística de fallas de redes MT	36
TABLA N° 4.3 Tasa de Falla de Redes de MT	36
TABLA N° 4.4 Tasas de Falla, Tiempo de Reparación y Maniobra	37
TABLA N° 4.5 Parámetros del Sistema.....	37

Índice de Ilustraciones

Fig. 2.1 Sistema radial simple con tres puntos de entrega	6
Fig. 2.2 Curva Carga-Duración de L_p , L_a , E_d y t	10
Fig. 2.3 Típica red de distribución radial.....	14
Fig. 2.4 Red de distribución con protección lateral	17
Fig. 2.5 Sistema Radial Reforzado con Desconectores y Fusibles.....	18
Fig. 2.6 Efectos de operar la protección sobre los tiempos anuales de salida	21
Fig. 2.7 Efectos de operar la protección sobre los índices.....	21
Fig. 2.8 Sistema Radial con un Interruptor Normalmente Abierto	22
Fig. 2.9 Efectos de la transferencia de carga sobre los tiempos anuales de salida	24
Fig. 2.10 Efectos de la transferencia de carga sobre los índices.....	24
Fig. 3.1 Curva Óptima de Confiabilidad.....	27
Fig. 3.2 Interruptor de potencia	31
Fig. 3.3 Seccionador de Línea	32
Fig. 3.4 Fusible Unipolar	33
Fig. 3.5 Recloser.....	34
Fig. 4.1 Ciudad de Huaraz – Departamento de Ancash	38
Fig. 4.2 Circuito de MT simplificado	39
Fig. 4.3 Ubicación de un equipo de protección.....	42
Fig. 4.4 Ubicación real del equipo de protección	43
Fig. 4.5 Ubicación de dos equipos de protección	44
Fig. 4.6 Ubicación real de dos equipos de protección	45
Fig. 4.7 Ubicación de tres equipos de protección.....	46
Fig. 4.8 Ubicación real de tres equipos de protección.....	47

PRÓLOGO

En la actualidad las empresas eléctricas periódicamente participan en los procesos de regulación tarifaria a cargo del OSINERGMIN, las inversiones eléctricas y no eléctricas mas el mantenimiento de estas es evaluado mediante costos eficientes reflejados en un sistema económicamente adaptado que conllevan al cálculo de la tarifa para el usuario final.

Los procesos regulatorios aplicables a todas las empresas de electricidad son las siguientes:

- 1) Tarifas en barra
- 2) Tarifas y compensaciones para los sistemas secundarios de transmisión
- 3) Valor agregado de distribución (VAD)
- 4) Costos de conexión a la red eléctrica de distribución
- 5) Importes máximos de corte y reconexión
- 6) Fijación de las tarifas del servicio Prepago

De los procesos regulatorios mencionados, el VAD considera entre varios temas el análisis de la red de MT, la calidad de servicio esta considerado dentro de este cálculo debiendo presentar el valor objetivo de los indicadores de calidad.

El VAD es un costo unitario (US \$/kW-mes o Nuevos Soles/kW-mes) que resulta de considerar una empresa modelo eficiente; siguiendo el criterio del sistema económicamente adaptado, conlleva a revisar la información histórica de demanda de potencia de tal modo que se evalué el pronóstico de la demanda, revisar las pérdidas e interrupciones históricas de la empresa, el planeamiento de la red MT y BT, la inversión y mantenimiento de la red, la operación de la misma, los costos personales y no personales entre los mas principales. El valor del VAD refleja el equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio.

La calidad de servicio se refiere a los índices de calidad de tensión (flickers y armónicos de tensión) y a los índices de calidad de suministro (frecuencia y duración de las interrupciones).

Volviendo al desarrollo de este informe, en este se explica los conceptos de los índices de calidad de suministro para luego poder aplicarlo en la ubicación óptima de los puntos de seccionamiento de una red principal de distribución.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Objetivo

Se busca una alternativa para la ubicación óptima de una determinada cantidad de puntos de seccionamiento sobre la red principal para obtener el mínimo costo por la energía no vendida más las compensaciones correspondientes al cliente si llegara a ocurrir una falla en la red.

1.2 Base Legal

- Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante LCE).
- Decreto Supremo N° 020-1997-EM (11/10/1997) y modificaciones según Decreto Supremo N° 009-1999-EM y Decreto Supremo N° 040-2001-EM, Norma Técnica de la Calidad de los Servicios Eléctricos (en adelante NTCSE).
- Resolución OSINERG N° 074-2004-OS/CD, "Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos".
- Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, Reglamento General de OSINERG.

1.3 Definiciones

VNR: Valor Nuevo de Reemplazo.

Barra de entrega: Es aquel punto del sistema de distribución preparado para retirar energía eléctrica para entregarlo al cliente.

Factor de carga: El factor de carga es el porcentaje que indica la relación existente entre la demanda máxima y la potencia media, en un periodo de tiempo determinado que puede ser diario, semanal, o anual.

Niveles de tensión: Se definen los siguientes niveles de tensión; (MAT) Muy alta tensión, mayor a 100 kV; (AT) Alta tensión, igual o mayor que 30 kV y menor o igual a 100 kV; (MT) Media tensión, mayor que 1 kV y menor a 30 kV y (BT) Baja tensión, menor o igual a 1 kV.

NTCSE: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

1.4 Redes de Distribución y sus Problemas

En décadas pasadas los sistemas de distribución han recibido poca atención en lo que se refiere a reforzamientos, se dedicó mayor inversión en la generación y transmisión por el crecimiento de la sociedad y su ambiente. El énfasis en ese entonces era asegurar la oferta y demanda de la potencia que las ciudades en su conjunto solicitaban.

Históricamente la disponibilidad del sistema se aseguraba mediante la inversión en redes de muy alta y alta tensión, el cual transporta grandes cantidades de energía para entregar a las subestaciones de muy alta y alta tensión.

Un sistema de distribución, en ese entonces era relativamente barato y las interrupciones tenían un efecto muy localizado, por consiguiente, no se consideró alternativas de diseño y reforzamiento diversos sobre estos.

Por otra parte, el análisis de las estadísticas de falla de la red permite determinar tasas de falla y tiempos de reparación promedio permitiendo evaluar la indisponibilidad del sistema.

Las estadísticas de falla en sistemas de distribución refuerzan la necesidad de evaluar cuantitativamente los esquemas diversos de reforzamiento de la red y asegurar que la inversión permita lograr el incremento posible máximo de confiabilidad y la mejora del sistema.

Otro aspecto a considerar para reforzar una red con equipos de protección es por las grandes cantidades de dinero se manejan por la venta de energía, también hay que asegurar un balance razonable de la confiabilidad de los integrantes de un sistema de potencia, o sea la generación, la transmisión y la distribución.

1.5 Evaluación del Problema

Un punto de seccionamiento en la red es aquel punto que permite aislar la falla o mantenimiento aguas abajo con la finalidad de impedir que se deje de suministrar energía aguas arriba de esta de este punto.

Una red extremadamente confiable podría ser aquella red que dispone de instalación doble de equipos, es decir, si hablamos de una red de MT se debe tener a lo largo de su recorrido líneas de doble tema, los puntos de transformación para la distribución deben tener doble transformador, los puntos de protección deben tener un respaldo, en otras palabras, se estaría hablando de una red sobre dimensionada, el cual no es lo óptimo.

Con el uso de equipos de manufactura moderna y confiable, que tengan poca frecuencia de mantenimiento, tanto para líneas, transformadores y protección, se logra evitar tal sobre dimensionamiento de equipos permitiendo así una disponibilidad aceptable de suministro.

Un sistema eléctrico esta conformado por tres grupos bien definidas: generación, transmisión y distribución. La cantidad de fallas que se producen en el grupo de distribución es mucho mayor que los registrados en los otros dos grupos.

En el marco regulatorio del servicio eléctrico se introduce el concepto de calidad como uno de los términos a fiscalizar por parte del ente regulador OSINERGMIN.

Se define dos tipos de falla:

- 1) Falla temporaria, es aquella falla que dura un corto periodo de tiempo, mayormente los equipos de protección actúan y restablecen el servicio en la red.
- 2) Falla permanente, es aquel falla que deja sin servicio la red o una parte de ella, aquí los equipos de protección interrumpen el servicio y debe ser corregido por el personal técnico para restablecer el servicio.

Por tanto, este informe considera el segundo tipo de falla, proponiendo una alternativa de reducir los costos de energía no vendida más compensación al cliente mediante la óptima ubicación de puntos de seccionamiento.

1.6 Limitaciones

Las redes de distribución pueden tener dos topologías, la primera es la topología radial y la segunda es la topología enmallada, una tercera topología que se deriva de la topología radial es la topología en anillo que no es más que dos redes de topología radial con un interruptor normalmente abierto que permita cerrar este anillo.

El presente informe esta basado en la primera topología, además de la tercera que viene a ser consecuencia de la primera.

El enfoque de este informe es para las redes de distribución en MT por estar ligado a los índices de confiabilidad a nivel de usuarios de media y baja tensión. Del primer párrafo consideramos que la segunda topología (enmallada) tiene mejor aplicación en redes de transmisión y/o sub transmisión considerados como redes de MAT y AT respectivamente.

1.7 Síntesis

En el Capítulo II se menciona los conceptos básicos sobre los índices de confiabilidad para poder aplicarlo en la optimización de ubicación de puntos de seccionamiento.

En el Capítulo III se describe el proceso a seguir para poder llegar al objetivo, se describen los principales equipos de protección que se usan en los puntos de seccionamiento y sus precios actuales en el mercado.

En el Capítulo IV se muestra los resultados de los cálculos realizados a una red existente, en este caso será los datos de un alimentador del sector típico 3 Urbano de Baja

Densidad Caraz-Carhuaz-Huaraz perteneciente a la empresa eléctrica Hidrandina y los detalles se encuentran en el Anexo B.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

2.1 Índices Básicos

Un sistema de distribución radial consiste en un grupo de componentes en serie, es decir esta compuesto por interruptores, líneas, seccionadores, barras, etc.

Un cliente conectado en cualquier punto de entrega de cierto sistema, requiere de todos los componentes entre el punto de suministro y él mismo.

Se define las tres ecuaciones básicas de confiabilidad: la tasa promedio de falla, el tiempo promedio de interrupción y tiempo promedio anual de interrupción y están dados por:

$$\lambda_s = \sum_i \lambda_i \quad (2.1)$$

$$U_s = \sum_i \lambda_i \cdot r_i \quad (2.2)$$

$$r_s = \frac{U_s}{\lambda_s} = \frac{\sum_i \lambda_i \cdot r_i}{\sum_i \lambda_i} \quad (2.3)$$

A manera de ejemplo, considere el sistema radial simple mostrado en la Fig. 2.1.

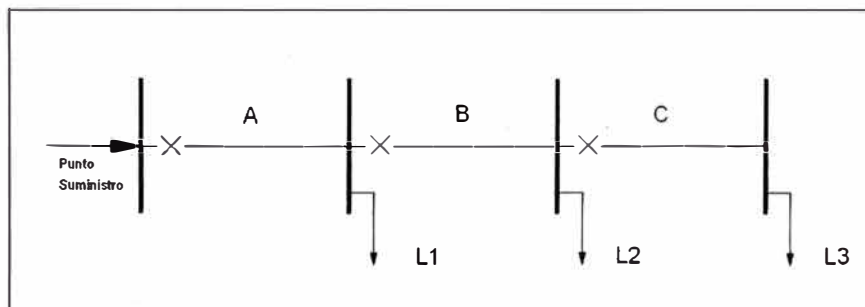


Fig. 2.1 Sistema radial simple con tres puntos de entrega

Las tasas de falla y tiempos de reparación para los tramos de línea A, B y C a considerar se muestran en la TABLA N° 2.1.

TABLA N° 2.1 Datos de componentes del sistema radial simple

Línea	λ_i (fallas/año)	r_i (horas)
A	0,20	6
B	0,10	5
C	0,15	8

Por lo tanto, los índices correspondientes a los puntos de entrega L1, L2 y L3 utilizando las formulas (2.1), (2.2) y (2.3) se muestran en la TABLA N° 2.2.

TABLA N° 2.2 Índices de confiabilidad para el sistema radial simple

Punto de Entrega	λ_s (fallas/año)	r_s (horas)	U_s (horas/año)
L1	0,20	6,0	1,2
L2	0,30	5,7	1,7
L3	0,45	6,4	2,9

Este ejemplo numérico ilustra una característica típica y general de un sistema radial, en la que un cliente conectado distante del punto de suministro, tiende a sufrir un determinado número de salidas de servicio e indisponibilidades.

Los resultados de este ejemplo han sido evaluados usando las tres ecuaciones básicas de confiabilidad. Se asume que las fallas en los tramos de línea A, B y C son simples circuitos abiertos sin ningún efecto combinado, es decir, la falla del tramo de línea C no afecta a las cargas L1 y L2. Esto es lo mismo que asumir que existe aislamiento perfecto de falla en los tramos de línea A, B y C por los seccionamientos mostrados en la Fig. 2.1.

2.2 Índices Básicos Referido al Sistema

Volvemos a mencionar las tres unidades primarias: la tasa promedio de falla, tiempo promedio de interrupción y tiempo promedio anual de interrupción o indisponibilidad promedio anual cuyas ecuaciones son (2.1), (2.2) y (2.3) respectivamente, estos índices también son denominan tasa de falla, duración de interrupción y el tiempo de interrupción anual. Se debe notar, que son valores promedios o esperados de la teoría de distribución de probabilidad por lo tanto son representados por valores promedio a largo plazo.

Para describir el comportamiento del sistema respecto a los clientes y a la potencia (energía) entregada debido a que son los principales protagonistas en todo sistema de distribución se requieren índices adicionales de confiabilidad.

No obstante, los tres primeros índices son importantes, pero estos no siempre dan una verdadera representación del comportamiento y respuesta del sistema. Por ejemplo, los

mismos índices deben representar independientemente si un cliente o 100 clientes están conectados a un punto de entrega o si una carga promedio en un punto de la red fuera 10 kW o 100 MW. Para reflejar la severidad o significado de un sistema interrumpido los índices adicionales de confiabilidad son útiles y frecuentemente son evaluados. Estos índices adicionales son más usados y son definidos en las siguientes secciones.

2.2.1 Índices Referido al Cliente

a) Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema, SAIFI

Este factor describe el desempeño histórico de las interrupciones del sistema.

$$\text{SAIFI} = \frac{\text{número total de clientes interrumpidos}}{\text{número total de clientes atendidos}} = \frac{\sum \lambda_i \cdot N_i}{N_i} \quad (2.4)$$

Donde λ_i es la tasa de falla y N_i es el número de clientes del punto de entrega i .

En promedio se espera que los clientes en MT tengan 12 interrupciones durante el año según lo indica la NTCSE, ver Anexo A.

La Resolución OSINERG N° 074-2004-OS/CD define a SAIFI como la frecuencia media de interrupción por usuario y se determina de la siguiente manera:

$$\text{SAIFI} = \frac{\sum_{i=1}^j n_i}{N} \quad (2.5)$$

Donde

j Número de interrupciones del periodo

n_i Número de usuarios afectados en cada interrupción

N Número de usuarios del sistema eléctrico o concesionaria al final del periodo, según corresponda

b) Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente, CAIFI

$$\text{CAIFI} = \frac{\text{número total de clientes interrumpidos}}{\text{número total de clientes afectados}} \quad (2.6)$$

Este índice difiere al SAIFI solamente en el valor del denominador. Es particularmente útil cuando es comparado en años calendario con otros años y en cualquier año, no todos los clientes son afectados y muchos tienen una continuidad por parte del punto de suministro. El valor de CAIFI por consiguiente es muy útil en las tendencias históricas de la confiabilidad de un sistema de distribución particular.

En la aplicación de este índice, los clientes afectados deberían ser contados sólo una vez, a pesar del número de interrupciones que pudieron haber experimentado en el año.

c) Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema, SAIDI

Este factor describe la duración promedio de la interrupción o falla en el sistema.

$$SAIDI = \frac{\text{suma de duración de clientes interrumpidos}}{\text{número total de clientes}} = \frac{\sum U_i \cdot N_i}{\sum N_i} \quad (2.7)$$

Donde U_i , es el tiempo anual de interrupción y N_i es el número de clientes del punto de entrega i .

En promedio se espera que los clientes en MT tengan 20 horas de interrupción durante el año según lo indica la NTCSE, ver Anexo A.

La Resolución OSINERG N° 074-2004-OS/CD define a SAIDI como la duración media de interrupción por usuario y lo determina a partir de la primera igualdad, es decir:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^J t_i * n_i}{N} \quad (2.8)$$

Donde

J : Numero de interrupciones del periodo

t_i : Duración de cada interrupción

n_i : Numero de usuarios afectos en cada interrupción

N : Numero de usuarios del sistema eléctrico o concesionaria al final del periodo, según corresponda

d) Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente, CAIDI

Este factor describe la duración promedio de interrupción del cliente.

$$CAIDI = \frac{\text{suma de duración de interrupción de clientes}}{\text{número total de clientes interrumpidos}} = \frac{\sum U_i \cdot N_i}{\sum \lambda_i \cdot N_i} \quad (2.9)$$

Donde λ_i es la tasa de falla, U_i es el tiempo anual de interrupción y N_i es el número de clientes del punto de entrega i .

e) Índice Promedio de Disponibilidad (Indisponibilidad) de Servicio, ASAI (ASUI)

Este factor describe que tan cercano la demanda del cliente tuvo disponibilidad basado sobre un normal suministro de 8760 horas disponible en el año.

$$ASAI = \frac{\text{horas de disponibilidad de servicio al cliente}}{\text{horas demandado del cliente}} = \frac{\sum N_i \cdot 8760 - \sum U_i \cdot N_i}{\sum N_i \cdot 8760} \quad (2.10)$$

$$ASUI = 1 - ASAI = \frac{\text{horas de indisponibilidad de servicio al cliente}}{\text{horas demandado del cliente}} = \frac{\sum U_i \cdot N_i}{\sum N_i \cdot 8760} \quad (2.11)$$

Donde 8760 es el número de horas en un año calendario.

2.2.2 Índices Referidos a la Carga y Energía

Uno de los importantes parámetros requeridos en la evaluación del índice referido a la carga y la energía es el promedio de carga de cada barra o punto de entrega.

La carga promedio "La" esta dado por:

$$a) L_a = L_p \times f.c. \quad (2.12)$$

Donde:

L_p = Demanda pico de carga

f.c. = Factor de carga

$$b) L_a = \frac{\text{energía total demandada en el período de interes}}{\text{período de interes}} = \frac{E_d}{t} \quad (2.13)$$

Donde E_d y t son mostrados en la curva carga – duración de la Fig. 2.2 y t normalmente es un año calendario.

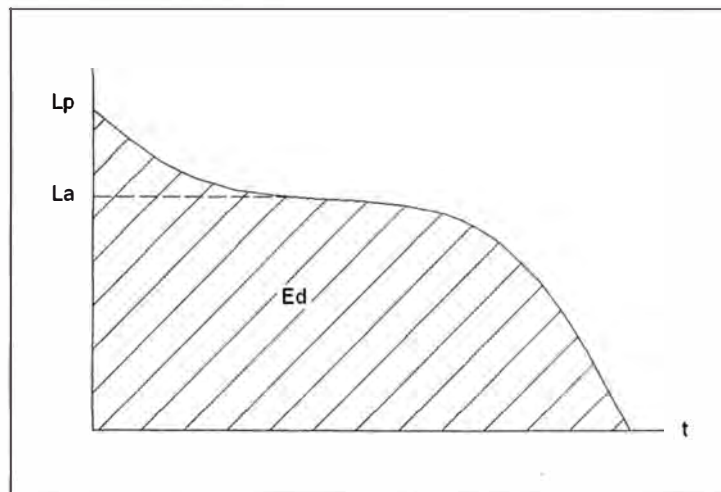


Fig. 2.2 Curva Carga-Duración de L_p , L_a , E_d y t

Por lo tanto se define los índices referidos a la carga y energía como sigue:

a) Índice de Energía no Suministrada, ENS

$$ENS = \text{energía total no suministrada por el sistema} = \sum L_{a(i)} \cdot U_i \quad (2.14)$$

Donde $L_a(i)$ es la carga promedio conectada en el punto de entrega i .

b) Energía Promedio no Suministrada, AENS o Índice de Corte Promedio del Sistema, ASCI

$$AENS = \frac{\text{total energía no suministrada}}{\text{número total de clientes servidos}} = \frac{\sum L_{a(i)} \cdot U_i}{\sum N_i} \quad (2.15)$$

c) Índice de Corte Promedio del Cliente, ACCI

$$ACCI = \frac{\text{total energía no suministrada}}{\text{número total de clientes afectados}} \quad (2.16)$$

Este índice difiere de AENS en lo mismo que CAIFI difiere de SAIFI.

Es por consiguiente un índice útil para monitorear los cambios de energía promedio no suministrada entre un año calendario y otro.

2.3 Rendimiento del Sistema

Los índices referidos al cliente y la carga se usan para evaluar el rigor de fallas del sistema en futuros análisis de predicción de confiabilidad. También pueden ser usados, como una manera de evaluar el rendimiento pasado de un sistema.

De hecho, deben ser usados con la información del rendimiento actual como una medida para el rendimiento futuro. La evaluación del rendimiento del sistema es un procedimiento importante por tres razones:

- 1) Establecer los cambios cronológicos en el rendimiento del sistema y por consiguiente ayuda a identificar las áreas débiles y la necesidad de reforzarlos.
- 2) Establecer índices existentes que sirvan como guía para valores aceptables en las evaluaciones futuras de confiabilidad.
- 3) Posibilita predicciones previas para ser comparado con experiencias actuales de operación.

La evaluación de los índices de rendimiento de un sistema puede ser explicado con un ejemplo, si consideramos un sistema de distribución compuesta por seis barras y su respectiva carga. El número de clientes y carga promedio conectado a sus barras son mostrados en la TABLA N° 2.3.

TABLA N° 2.3 Detalles de un sistema de distribución

Punto de Entrega	N° de clientes (N)	Carga Promedio (kW) (La)
1	1000	5000
2	800	3600
3	600	2800
4	800	3400
5	500	2400
6	300	1800
Total	4000	19000

Asumiendo que ocurren cuatro fallas en el sistema en un año calendario de interés, los detalles de estas interrupciones se muestran en la TABLA N° 2.4

TABLA N° 2.4 Interrupciones ocurridas en un año calendario

Evento de falla	Punto de Entrega	N° Clientes Desconectados Nc	Carga Cortada (kW)	Duración (hr) d	Horas de Clientes cortados Nc.d	Energía no Suministrada (kW.h) Lc.d
1	2	800	3 600	3	2 400	10 800
	3	600	2 800	3	1 800	8 400
2	6	300	1 800	2	600	3 600
3	3	600	2 800	1	600	2 800
4	5	500	2 400	1,5	750	3 600
	6	300	1 800	1,5	450	2 700
Total		3100	15 200		6 600	31 900

$$\text{N° de cliente afectados} = 800+600+300+500 = 2\ 200 = N_a$$

La información que se tiene de las TABLAS N° 2.3 y 2.4 permite obtener los índices referidos a cliente y carga siendo evaluados de la siguiente manera.

$$\text{SAIDI} = \frac{\sum N_c \times d}{\sum N} = \frac{6\ 600}{3\ 100} = 1,65 \text{ horas/cliente}$$

$$\text{CAIDI} = \frac{\sum N_c \times d}{\sum N_c} = \frac{6\ 600}{3\ 100} = 2,13 \text{ horas/cliente interrumpido}$$

$$\text{ASAI} = \frac{\sum N \times 8760 - \sum N_c \times d}{\sum N \times 8760} = \frac{4\ 000 \times 8\ 760 - 6\ 600}{4\ 000 \times 8\ 760} = 0,999812$$

$$\text{ASUI} = 1 - 0,999812 = 0,000188$$

$$\text{ENS} = \sum L_c \times d = 31\ 900 \text{ kW.h}$$

$$AENS = \frac{ENS}{\sum N} = \frac{31\,900}{4\,000} = 7,98 \text{ kW.h/cliente}$$

$$ACCI = \frac{ENS}{N_a} = \frac{31\,900}{2\,200} = 14,5 \text{ kW.h/cliente afectado}$$

En una reciente investigación del EPRI (Electric Power Research Institute) ha establecido que los índices frecuentemente usados para evaluaciones del rendimiento del sistema son los relatados en este capítulo.

2.4 Pronóstico del Sistema

Para ilustrar la evaluación de los índices referidos a clientes y carga durante la evaluación de futuros desempeños, es saber como predecir el sistema, reconsidere el sistema representado en la Fig. 2.1 y los índices primarios de confiabilidad de la TABLA 2.1.

Además, el número de clientes y carga promedio en cada barra como se muestra en la TABLA N° 2.5.

TABLA N° 2.5 Detalles del sistema de la Fig. 2.1

Punto de Entrega	N° de Clientes	Carga Promedio (kW)
L1	200	1000
L2	150	700
L3	100	400
Total	450	2100

Los índices referidos a clientes y carga que se obtiene con esta información es:

$$SAIFI = \frac{0,2 \times 200 + 0,3 \times 150 + 0,45 \times 100}{200 + 150 + 100} = 0,289 \text{ interrupciones/cliente-año}$$

$$SAIDI = \frac{1,2 \times 200 + 1,7 \times 150 + 2,9 \times 100}{450} = 1,74 \text{ horas/cliente-año}$$

$$CAIDI = \frac{1,2 \times 200 + 1,7 \times 150 + 2,9 \times 100}{0,2 \times 200 + 0,3 \times 150 + 0,45 \times 100} = 6,04 \text{ horas/cliente interrumpido}$$

$$ASAI = \frac{450 \times 8\,760 - (1,2 \times 200 + 1,7 \times 150 + 2,9 \times 100)}{450 \times 8\,760} = 0,999801$$

$$ASUI = 1 - 0,999801 = 0,000199$$

$$ENS = 1\,000 \times 1,2 + 700 \times 1,7 + 400 \times 2,9 = 3\,550 \text{ kW.h/año}$$

$$AENS = \frac{3\,550}{450} = 7,89 \text{ kW.h/cliente-año}$$

2.5 Aplicación a Sistemas Radiales

2.5.1 Sistema Radial Simple

Muchos sistemas de distribución son diseñados y construidos como un sistema radial simple. Hay adicionalmente muchos otros sistemas que, aunque construido como sistemas en anillo, son manejados como sistemas radiales simples por utilizar un punto normalmente abierto en el anillo. El propósito de estos puntos normalmente abierto es cuando un evento de falla del sistema o un programa de mantenimiento periódico ocurra, el punto normalmente abierto pueda ser cerrado para recuperar la carga total o parcial desconectada.

Considere ahora el sistema mostrado en la Fig. 2.3. Esto es representado por una línea simple y se asume que cualquier falla, monofásica o de otra forma, quita el servicio a las tres fases.

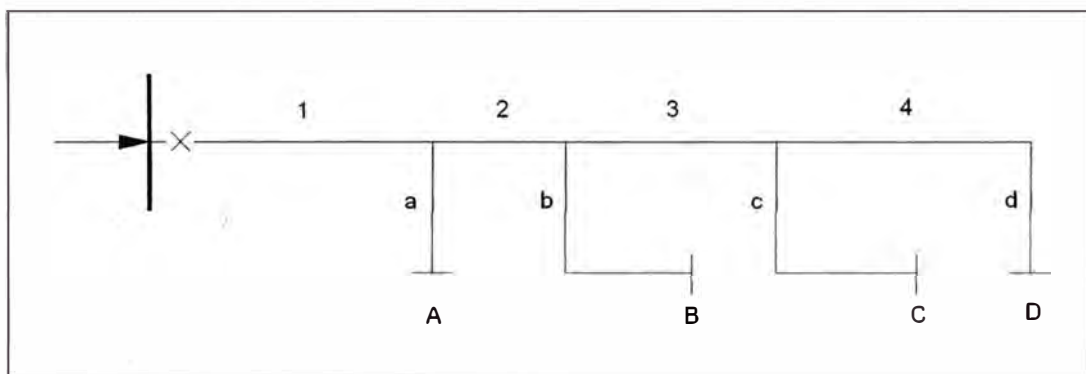


Fig. 2.3 Típica red de distribución radial

Se ha encontrado en la práctica que las líneas y cables tienen una tasa de falla que es aproximadamente proporcional a su longitud. Para este ejemplo el alimentador principal (tramos 1, 2, 3 y 4) tiene una tasa de falla de 0,1 fallas/km y las derivaciones laterales (tramo a, b, c y d) tiene una tasa de falla de 0,2 fallas/km. Usando estos datos básicos y la longitud de la línea dados en la TABLA N° 2.6 se obtienen los parámetros de confiabilidad.

TABLA N° 2.6 Parámetros de confiabilidad de la Fig. 2.3

Componente	Longitud	λ	r
	(km)	Fallas/año	hr
Sección			
1	2	0,2	4
2	1	0,1	4
3	3	0,3	4
4	2	0,2	4
Distribución			
a	1	0,2	2
b	3	0,6	2
c	2	0,4	2
d	1	0,2	2

Si cualquiera de los elementos tuviera una falla por cortocircuito, cada falla provocaría que el interruptor principal entre en operación. Si no hay puntos de protección en las cuales el sistema pueda ser aislado entonces ante cada falla el sistema debe ser reparado antes de que el interruptor sea nuevamente cerrado, en otras palabras, el interruptor principal no cerrará hasta que el sistema no este completamente operativo. En base a estos procedimientos operativos, los índices de confiabilidad de cada punto de carga (A, B, C, D) como se muestra en la TABLA N° 2.7.

TABLA N° 2.7 Índices de Confiabilidad de la Fig. 2.3

Elemento	Punto de Entrega A			Punto de Entrega B			Punto de Entrega C			Punto de Entrega D		
	λ f/año	r hr	U hr/año	λ f/año	r hr	U hr/año	λ f/año	r hr	U hr/año	λ f/año	r hr	U hr/año
Sección												
1	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8
2	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4
3	0,3	4	1,2	0,3	4	1,2	0,3	4	1,2	0,3	4	1,2
4	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8
Distribuidor												
a	0,2	2	0,4	0,2	2	0,4	0,2	2	0,4	0,2	2	0,4
b	0,6	2	1,2	0,6	2	1,2	0,6	2	1,2	0,6	2	1,2
c	0,4	2	0,8	0,4	2	0,8	0,4	2	0,8	0,4	2	0,8
d	0,2	2	0,4	0,2	2	0,4	0,2	2	0,4	0,2	2	0,4
TOTAL	2,2	2,73	6	2,2	2,73	6	2,2	2,73	6	2,2	2,73	6

En este ejemplo, la confiabilidad en cada punto de entrega es idéntica. Esta política operativa no es aprobable y debe agregarse características como por ejemplo aislar circuitos mediante protecciones en la red principal o en las redes laterales y cargas transferibles.

Si la demanda promedio y el número de clientes de cada punto de entrega es conocida, los índices primarios mostrados en la TABLA N° 2.7 se usan para determinar los índices referidos a clientes y carga. El promedio de carga y el número de clientes en A, B, C y D son los mostrados en la TABLA N° 2.8.

TABLA N° 2.8 Clientes y Cargas Conectados de la Fig. 2.3

Punto de Entrega	N° de Clientes	Carga Prom. Conect. (kW)
A	1 000	5 000
B	800	4 000
C	700	3 000
D	500	2 000

Los índices adicionales para este sistema pueden ser evaluados como:

SAIFI = 2,2 Interrupciones/cliente año

SAIDI = 6,0 hr/cliente año

CAIDI = 2,73 hr/cliente interrumpido

ASUI = 0,000685

ASAI = 0,999315

ENS = 84,0 MWh/año

AENS = 28,0 kWh/cliente año

2.5.2 Sistema Radial con Protección Lateral

En los sistemas de distribución se usan frecuentemente protecciones laterales en las derivaciones (redes laterales) que están a lo largo de la red principal.

Tal es el caso del sistema mostrado en la Fig. 2.4 al instalar fusibles en cada rama lateral del circuito (distribuidor). En este caso un cortocircuito en una rama lateral causa que se quemé su fusible propio; esto causa la desconexión de este punto de carga hasta que la falla sea reparada pero no afecta o causa la desconexión de cualquier otro punto de carga. Los índices de confiabilidad por consiguiente son recalculados y se muestran en la TABLA N° 2.9.

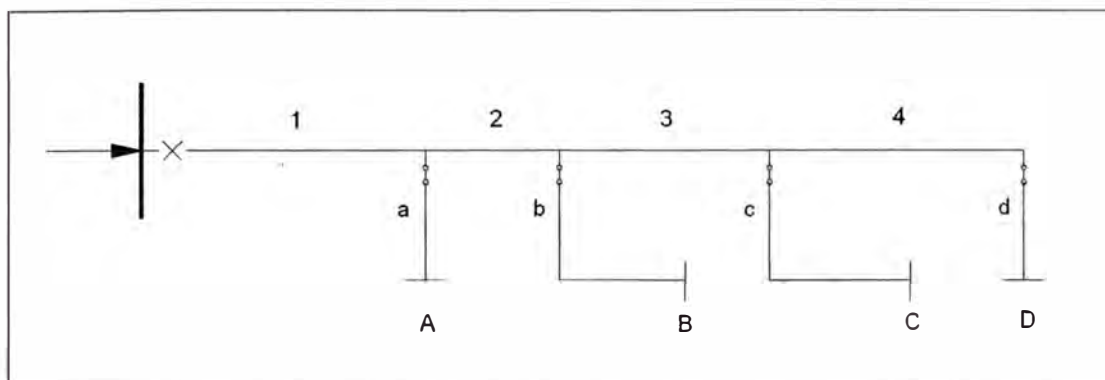


Fig. 2.4 Red de distribución con protección lateral

TABLA N° 2.9 Índices de Confiabilidad con Protección Lateral

Elemento	Punto de Entrega A			Punto de Entrega B			Punto de Entrega C			Punto de Entrega D		
	λ f/año	r hr	U hr/año	λ f/año	r hr	U hr/año	λ f/año	r hr	U hr/año	λ f/año	r hr	U hr/año
Sección												
1	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8
2	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4
3	0,3	4	1,2	0,3	4	1,2	0,3	4	1,2	0,3	4	1,2
4	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8
Distribuidor												
a	0,2	2	0,4									
b				0,6	2	1,2						
c							0,4	2	0,8			
d										0,2	2	0,4
TOTAL	1	3,60	3,6	1,4	3,14	4,4	1,2	3,33	4	1	3,60	3,6

En este caso los índices de confiabilidad se mejoran para todos los puntos de entrega aunque el mejoramiento es diferente para cada uno. El punto de entrega desconfiable es el punto B por su valor predominante de la tasa de falla del distribuidor lateral. Los índices adicionales para este sistema son:

SAIFI = 1,15 interrupciones/cliente año

SAIDI = 3,9 hr/cliente año

CAIDI = 3,39 hr/cliente interrumpido

ASUI = 0,000446

ASAI = 0,999554

ENS = 54,8 MWh/año

AENS = 18,3 kWh/cliente año

2.5.3 Sistema Radial y el Efecto de Desconectores

Una alternativa de reforzamiento o un esquema mejorado para el sistema, es de agregar un desconector o un seccionador en puntos a lo largo del alimentador principal. Estos son generalmente seccionadores de línea con fusibles de falla y por consiguiente cualquier cortocircuito en el alimentador perturba al interruptor principal a que entre en operación. Después que la falla ha sido detectada, el desconector cercano a la falla es

abierto y el interruptor principal cerrado. Este procedimiento permite la restauración del servicio de todos los puntos de entrega entre el punto de suministro y el punto aislado permitiendo la reparación de la falla para luego conectarse a la red. Los puntos de protección son instalados en el sistema mostrado en la Fig. 2.5 y suponemos que el tiempo de maniobra o conmutación debe ser 0,5 hr.

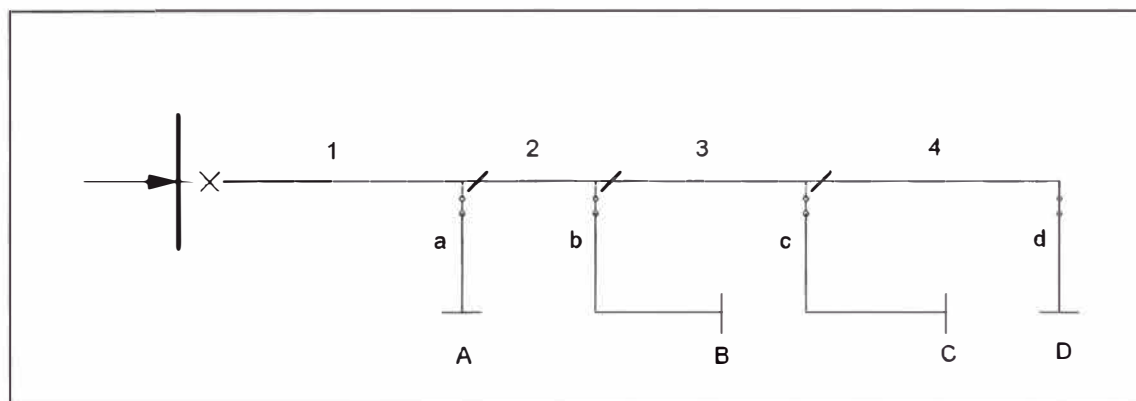


Fig. 2.5 Sistema Radial Reforzado con Desconectadores y Fusibles

Los índices de confiabilidad de los cuatro puntos se recalculan ahora y se detallan en la TABLA N° 2.10

TABLA N° 2.10 Índices de Confiabilidad con protecciones laterales y desconectadores

Elemento	Punto de Entrega A			Punto de Entrega B			Punto de Entrega C			Punto de Entrega D		
	λ f/año	r hr	U hr/año	λ f/año	r hr	U hr/año	λ f/año	r hr	U hr/año	λ f/año	r hr	U hr/año
Sección												
1	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8
2	0,1	0,5	0,05	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4
3	0,3	0,5	0,15	0,3	0,5	0,15	0,3	4	1,2	0,3	4	1,2
4	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	4	0,8
Distribuidor												
a	0,2	2	0,4									
b				0,6	2	1,2						
c							0,4	2	0,8			
d										0,2	2	0,4
TOTAL	1	1,50	1,5	1,4	1,89	2,65	1,2	2,75	3,3	1	3,60	3,6

En este caso los índices de confiabilidad para los puntos de entrega A, B, C son mejores, el mejoramiento empieza a ser mayor para aquellos que están próximos al punto de suministro y menos para aquellos más lejanos de él. El índice del punto de carga D permanece sin cambios por que el aislamiento no puede quitar el efecto de cualquier falla en este punto de entrega. Los índices orientados a clientes y carga para esta configuración son

SAIFI = 1,15 Interrupciones/cliente año

SAIDI = 2,58 hr/cliente año

CAIDI = 2,23 hr/cliente interrumpido

ASUI = 0,000294

ASAI = 0,999706

ENS = 35,2 MWh/año

AENS = 11,7 kWh/cliente año

2.5.4 Efectos de que Falle las Protecciones Laterales

Los índices de confiabilidad para cada punto de entrega en las secciones 2.5.2 y 2.5.3 han sido evaluados asumiendo que los fusibles de las ramas laterales (distribuidor) operan siempre que ocurra la falla en una rama donde supuestamente han de aislarlo. De cualquier modo, las protecciones en la red principal ante fallas han de operar. En estos casos, la protección apertura-cierre cumple su función. De manera de ilustrar una posible falla de las protecciones laterales y determinar los efectos de los índices de confiabilidad, considerando el sistema de la Fig. 2.5, asumiendo que los fusibles de las ramas laterales operan con una probabilidad de 0,9, es decir, los fusibles operan satisfactoriamente 9 de cada 10 cuando es requerido. En este caso los índices de confiabilidad mostrados en la TABLA N° 2.10 son modificados por que, explicando un poco, las fallas en las ramas laterales (distribuidor) b, c y d contribuyen al índice del punto de entrega A. Similarmente para los puntos de entrega B, C y D. Las contribuciones de la tasa de falla pueden ser evaluadas usando el concepto de esperanza.

Tasa de falla = (tasa de falla (fusible operativo))*P(fusible operativo) +
(tasa de falla(fusible falla))*P(fusible falla)

Por consiguiente la contribución a la tasa de falla del punto de carga A por el distribuidor b es:

Tasa de falla = $0 \cdot 0,9 + 0,6 \cdot 0,1 = 0,06$

Los índices modificados son mostrados en la TABLA N° 2.11 asumiendo que todas las fallas pueden ser aisladas en 0,5 hr.

TABLA N° 2.11 Índice de Confiabilidad si los fusibles laterales operan con probabilidad de 0,9

Elemento	Punto de Entrega A			Punto de Entrega B			Punto de Entrega C			Punto de Entrega D		
	λ f/año	r hr	U hr/año	λ f/año	r hr	U hr/año	λ f/año	r hr	U hr/año	λ f/año	r hr	U hr/año
Sección												
1	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8
2	0,1	0,5	0,05	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4
3	0,3	0,5	0,15	0,3	0,5	0,15	0,3	4	1,2	0,3	4	1,2
4	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	4	0,8
Distribuidor												
a	0,2	2	0,4	0,02	0,5	0,01	0,02	0,5	0,01	0,02	0,5	0,01
b	0,06	0,5	0,03	0,6	2	1,2	0,06	0,5	0,03	0,06	0,5	0,03
c	0,04	0,5	0,02	0,04	0,5	0,02	0,4	2	0,8	0,04	0,5	0,02
d	0,02	0,5	0,01	0,02	0,5	0,01	0,02	0,5	0,01	0,2	2	0,4
TOTAL	1,12	1,39	1,56	1,48	1,82	2,69	1,3	2,58	3,35	1,12	3,27	3,66

Los índices orientados a clientes y carga adicionales son

SAIFI = 1,26 interrupciones/cliente año

SAIDI = 2,63 hr/cliente año

CAIDI = 2,09 hr/cliente interrumpido

ASUI = 0,000300

ASAI = 0,999700

ENS = 35,9 MWh/año

AENS = 12,0 kWh/cliente año

Los resultados mostrados en la TABLA N° 2.11 indican que la confiabilidad en cada punto de carga disminuye como se esperaba, la cantidad de disminución empieza dependiendo de la probabilidad de que el fusible lateral opere satisfactoriamente y el efecto relativo de los eventos de falla adicional comparado cuando estos ocurren si los fusibles son 100% confiables de operar. Este efecto es ilustrado en la Fig. 2.6 y Fig. 2.7 los cuales muestran los cambios de tiempo de interrupción anual en cada punto de entrega en función de la probabilidad de que los fusibles laterales operen satisfactoriamente. En estas figuras, las indisponibilidades asociados con la probabilidad de operar de 1,0 y 0,9 corresponden a los resultados mostrados en la TABLA N° 2.10 y TABLA N° 2.11 respectivamente, y el suceso de probabilidad de 0,0 corresponde a los resultados que se obtendría si los fusibles no existieran en las ramas laterales (distribuidor).

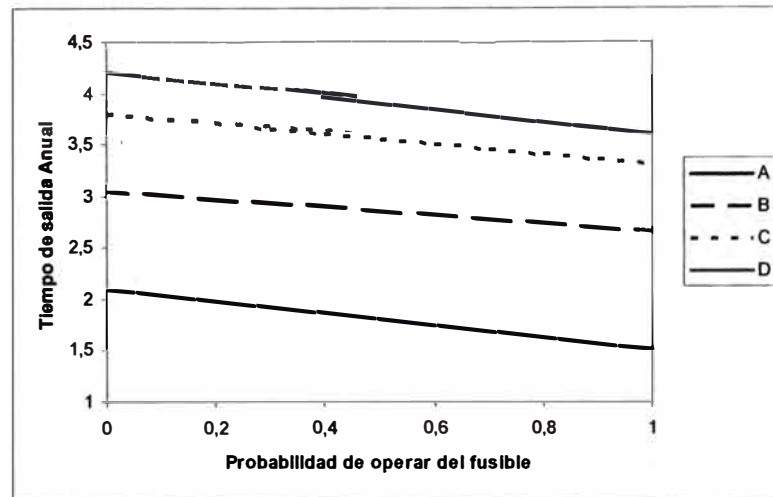


Fig. 2.6 Efectos de operar la protección sobre los tiempos anuales de salida

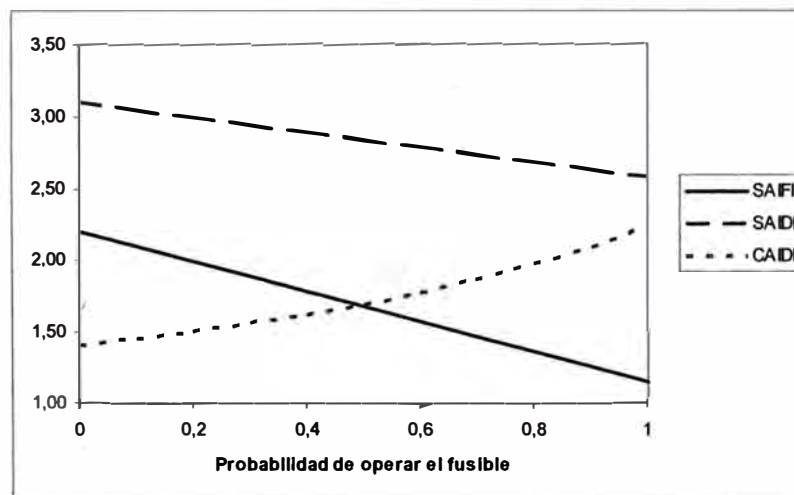


Fig. 2.7 Efectos de operar la protección sobre los índices

Esta sección indica que se puede ir mas allá en el análisis de las redes de distribución, por lo tanto es una alternativa que se puede o no tomar en cuenta ya que la probabilidad de operar de los equipos de protección es cercana al 100% y forman parte de las características técnicas en los catálogos de estos equipos. En las secciones siguientes no se toma en cuenta los detalles descritos en esta sección.

2.5.5 Sistema Radial Efecto de Transferir Carga

a) Sin Restricción de Transferencia

Muchos sistemas de distribución tienen puntos normalmente abiertos en configuraciones en anillo pero que son operados como una red radial pero, en los eventos de falla del sistema, los puntos abiertos pueden ser cerrados con el propósito de recuperar carga que ha sido desconectada. Este procedimiento operacional puede tener un marcado efecto en

los índices de confiabilidad de un punto de entrega, por que las cargas que de otra manera debieron ser desconectados hasta repararse pueden ser alimentadas ahora por la transferencia a otra parte del sistema.

Considere el sistema mostrado en la Fig. 2.8 y observe que el alimentador del tramo 4 puede ser conectado a otro sistema gracias a un punto normalmente abierto. En este caso, los índices de confiabilidad de cada punto de entrega se muestran en la TABLA N° 2.12 asumiendo que este no tiene restricción en la cantidad de carga que pueda transferirse por este alimentador de refuerzo.

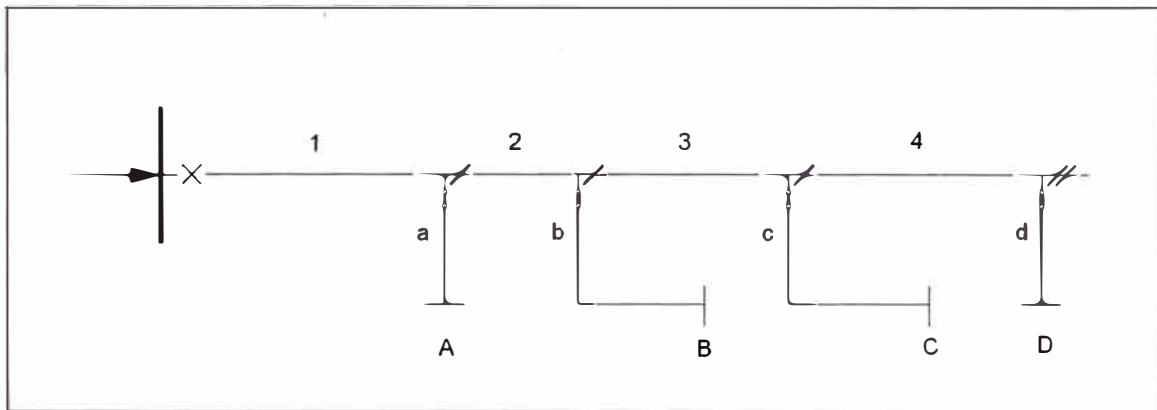


Fig. 2.8 Sistema Radial con un Interruptor Normalmente Abierto

Los resultados de la TABLA N° 2.12 indican que la tasa de falla de cada punto de entrega no ha cambiado, que los índices del punto de entrega A no cambia por que la transferencia de carga no modifica el cálculo cuando no existía transferencia, y que los grandes efectos ocurren para puntos de entrega que están mas distante del punto de suministro y cercano a los puntos de transferencia normalmente abiertos.

TABLA N° 2.12 Índices de Confiabilidad con Transferencia de carga sin restricción

Elemento	Punto de Entrega A			Punto de Entrega B			Punto de Entrega C			Punto de Entrega D		
	λ f/año	r hr	U hr/año	λ f/año	r hr	U hr/año	λ f/año	r hr	U hr/año	λ f/año	r hr	U hr/año
Sección												
1	0,2	4	0,8	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1
2	0,1	0,5	0,05	0,1	4	0,4	0,1	0,5	0,05	0,1	0,5	0,05
3	0,3	0,5	0,15	0,3	0,5	0,15	0,3	4	1,2	0,3	0,5	0,15
4	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	4	0,8
Distribuidor												
a	0,2	2	0,4									
b				0,6	2	1,2						
c							0,4	2	0,8			
d										0,2	2	0,4
TOTAL	1	1,50	1,5	1,4	1,39	1,95	1,2	1,88	2,25	1	1,50	1,5

En este caso los índices adicionales son

SAIFI = 1,15 interrupciones/cliente año

SAIDI = 1,8 hr/cliente año

CAIDI = 1,56 hr/cliente interrumpido

ASUI = 0,000205

ASAI = 0,999795

ENS = 25,1 MWh/año

AENS = 8,4 kWh/cliente año

b) Con restricción de Transferencia

No siempre es factible la transferencia de toda la carga perdida en un sistema de distribución sobre otro alimentador al cerrar el punto normalmente abierto. Esta restricción existe porque la falla ocurre mayormente en el horario de mayor consumo y el alimentador al que se está transfiriendo carga puede superar su capacidad. En este caso los tiempos de interrupción asociados con el evento de falla es igual al tiempo de aislamiento si la carga puede ser transferida más el equivalente del tiempo de reparación si la carga no puede ser transferida. El promedio de estos valores pueden ser evaluados usando el concepto de esperanza, con

$$\text{Tiempo de interrupción} = (\text{tiempo de interrupción (transferencia)}) \cdot P(\text{de transferir}) + (\text{tiempo de interrupción (no transferencia)}) \cdot P(\text{de no transferir})$$

Como un ejemplo, consideramos el tiempo de interrupción del punto de entrega B de la Fig. 2.8 debido al fallo del alimentador del tramo 1, si la probabilidad de empezar a transferir carga es de 0,6, entonces

$$\text{Tiempo de interrupción} = 0,5 \cdot 0,6 + 4,0 \cdot 0,4 = 1,9 \text{ hr}$$

Los índices de confiabilidad completos se muestran en el TABLA N° 2.13.

TABLA N° 2.13 Índices de Confiabilidad con Transferencia de carga con restricción

Elemento	Punto de Entrega A			Punto de Entrega B			Punto de Entrega C			Punto de Entrega D		
	λ f/año	r hr	U hr/año	λ f/año	r hr	U hr/año	λ f/año	r hr	U hr/año	λ f/año	r hr	U hr/año
Sección												
1	0,2	4	0,8	0,2	1,9	0,38	0,2	1,9	0,38	0,2	1,9	0,38
2	0,1	0,5	0,05	0,1	4	0,4	0,1	1,9	0,19	0,1	1,9	0,19
3	0,3	0,5	0,15	0,3	0,5	0,15	0,3	4	1,2	0,3	1,9	0,57
4	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	4	0,8
Distribuidor												
a	0,2	2	0,4									
b				0,6	2	1,2						
c							0,4	2	0,8			
d										0,2	2	0,4
TOTAL	1	1,50	1,5	1,4	1,59	2,23	1,2	2,23	2,67	1	2,34	2,34

Los índices de confiabilidad adicionales son

SAIFI = 1,15 interrupciones/cliente año

SAIDI = 2,11 hr/cliente año

CAIDI = 1,83 hr/cliente interrumpido

ASUI = 0,000241

ASAI = 0,999759

ENS = 29,1 MWh/año

AENS = 9,7 kWh/cliente año

Los índices mostrados en la TABLA N° 2.13 están entre la TABLA N° 2.10 (sin posible transferencia) y la TABLA N° 2.12 (con transferencia sin restricción).

Los resultados mostrados en la Fig. 2.9 y Fig. 2.10 ilustran la variación del tiempo anual de interrupción de las cargas como la probabilidad de transferir la carga incrementando la probabilidad de 0,0 (TABLA N° 2.10) a 1.0 (TABLA N° 2.12).

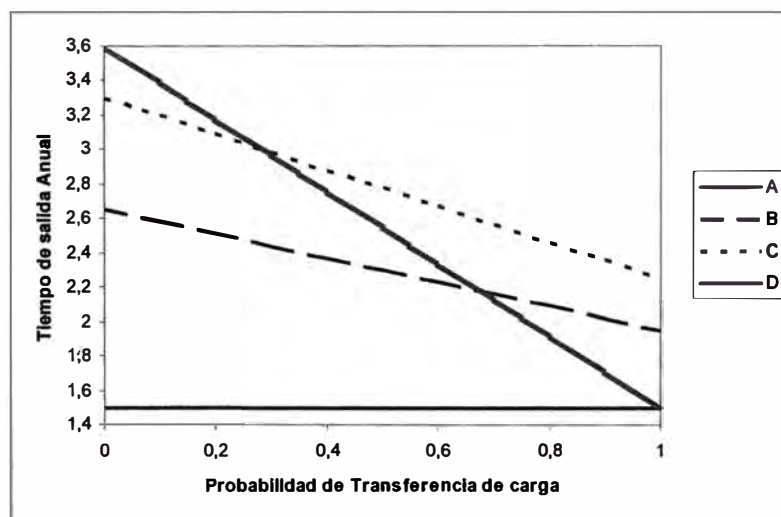


Fig. 2.9 Efectos de la transferencia de carga sobre los tiempos anuales de salida

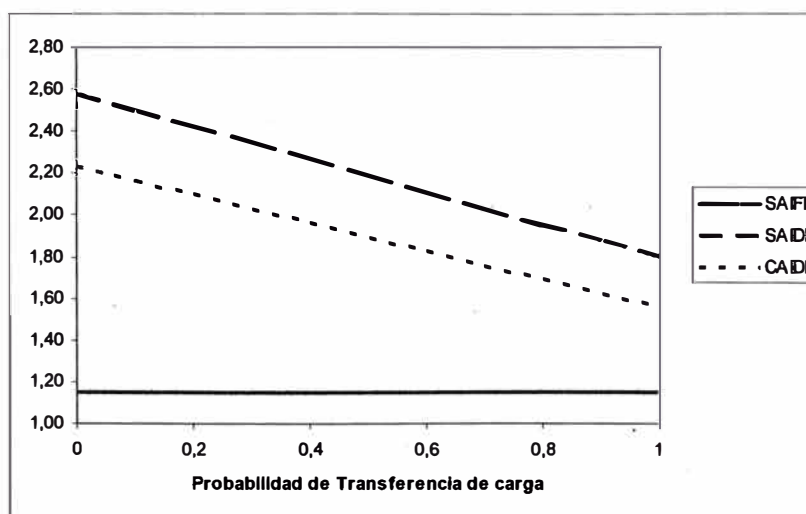


Fig. 2.10 Efectos de la transferencia de carga sobre los índices

Puede ser un concepto no tan real considerar la transferencia de carga al referirse como una probabilidad de hacer la transferencia. En vez de eso es preferible considerar la cantidad de carga que pueda ser recuperado en base a la carga que ha sido desconectada y la disponibilidad de capacidad de transferencia del segundo sistema.

Estos son los diversos casos con que se puede encontrar una red de distribución y para cada uno de ellos se ha evaluado los índices correspondientes. A continuación, un resumen de todos los índices evaluados en esta sección se muestra en la TABLA N° 2.14 y queda finalizado la parte teórica de este capítulo.

TABLA N° 2.14 Resumen de Índices

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
Punto de Entrega A						
λ fallas/año	2,2	1	1	1,12	1	1
r horas	2,73	3,60	1,50	1,39	1,50	1,50
U horas/año	6	3,6	1,5	1,56	1,5	1,5
Punto de Entrega B						
λ fallas/año	2,2	1,4	1,4	1,48	1,4	1,4
r horas	2,73	3,14	1,89	1,82	1,39	1,59
U horas/año	6	4,4	2,65	2,69	1,95	2,23
Punto de Entrega C						
λ fallas/año	2,2	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2
r horas	2,73	3,33	2,75	2,58	1,88	2,23
U horas/año	6	4	3,3	3,35	2,25	2,67
Punto de Entrega D						
λ fallas/año	2,2	1	1	1,12	1	1
r horas	2,73	3,60	3,60	3,27	1,50	2,34
U horas/año	6	3,6	3,6	3,66	1,5	2,34
Índices del Sistema						
SAIFI	2,2	1,15	1,15	1,26	1,15	1,15
SAIDI	6	3,91	2,58	2,63	1,80	2,11
CAIDI	2,73	3,39	2,23	2,09	1,56	1,83
ASAI	0,999315	0,999554	0,999706	0,999700	0,999795	0,999759
ASUI	0,000685	0,000446	0,000294	0,000300	0,000205	0,000241
ENS	84,0	54,8	35,2	35,93	25,1	29,1
AENS	28,0	18,3	11,7	12,0	8,4	9,7
Caso 1. Caso base mostrado en la Fig. 2.3						
Caso 2. Como el caso 1, pero con fusibles perfectos en las derivaciones laterales. Fig. 2.4						
Caso 3. Como el caso 2, pero con desconectadores en el alimentador principal. Fig. 2.5						
Caso 4. Como el caso 3, pero con probabilidad de 0,9 de operar el fusible en las derivaciones laterales						
Caso 5. Como el caso 3, pero con transferencia de carga. Fig. 2.6						
Caso 6. Como el caso 5, pero con probabilidad de 0,6 de condicionar la transferencia de carga.						

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA

3.1 Antecedentes

Según lo establecido en el artículo 19° del Reglamento General del OSINERG se dispone como objetivo de este organismo regulador el velar por la calidad y continuidad del suministro de energía eléctrica, por lo tanto es necesario conocer la parte básica de la teoría de confiabilidad.

Mediante la Resolución OSINERG N° 074-2004-OS/CD "Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos" se dispone de un procedimiento para la entrega de la información de la operación de los sistemas eléctricos en relación al servicio público de electricidad referidos a fallas, maniobras e indisponibilidades de las instalaciones eléctricas de Generación, Transmisión y Distribución en MT y los principales indicadores de continuidad del suministro, a fin de supervisar la calidad y continuidad del suministro eléctrico.

La entrega de la información que describe este procedimiento es adicional a lo reportado por aplicación de la NTCSE.

3.2 El Costo y Valor de Confiabilidad

Los sistemas de potencia proveen; de manera económica y confiablemente "posible", la energía eléctrica a los clientes. Esta implícito que no se justifica incrementar la confiabilidad para beneficio de los clientes, la confiabilidad debería ser incrementada si el beneficio es tanto para los clientes y la empresa misma.

El beneficio; medido en términos de incrementar la confiabilidad, de cualquier refuerzo de la red se calcula usando las técnicas de evaluación de índices mencionados en el Capítulo II.

Es aceptable que la confiabilidad de un sistema puede ser incrementada al aumentar el costo de inversión en la red, al mismo tiempo que los costos por interrupción del sistema se disminuyen, este concepto conduce a la confiabilidad óptima.

El problema de las empresas eléctricas es la falta de conocimiento del costo de la interrupción si se tiene una red poco confiable, no solo es equipar de protección la red para cumplir con los límites de calidad de suministro como lo indica la NTCSE.

Cuando hay la necesidad de mejorar los índices de calidad del suministro directamente nos referimos en mejorar la confiabilidad del sistema, para esto el factor a tomar en cuenta son los costos de inversión en la red al instalar equipos de protección, sabiendo que se obtendrán beneficios futuros. La finalidad es obtener un balance óptimo entre los costos de inversión al tener una red muy confiable y el costo de interrupción no evitable asociado a esta red.

Se mencionó en el Capítulo II que la forma de evaluar la confiabilidad es evaluar a todos los clientes dentro del sistema como un todo. La confiabilidad de un sistema puede ser influenciado por las aportaciones de la generación y transmisión, pero solo se hace el análisis a nivel de distribución.

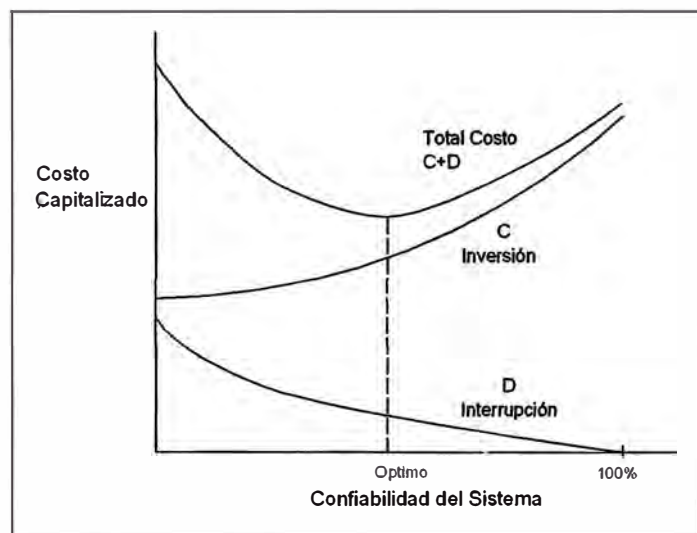


Fig. 3.1 Curva Óptima de Confiabilidad

En la Fig. 3.1 se representa una curva C que indica como es la tendencia de invertir en una red para obtener mayor confiabilidad, la curva D indica como es la tendencia del costo que se pierde por la energía dejada de vender y la compensación al usuario. El costo de las interrupciones puede ser considerable si la zona es industrial debido a la pérdida de producción, productos deteriorados, mano de obra paralizada, etc. Para clientes residenciales, las pérdidas provocadas por las interrupciones del servicio muy aparte de su consumo habitual de energía sugieren un malestar general por sus actividades diarias.

En la Fig. 3.1 la abscisa puede ser cualquier índice adecuado, por ejemplo la disponibilidad del sistema o la relación entre los kWh realmente abastecido dividido por

los kWh que realmente hubiera sido suministrado si no hubiera habido interrupciones del servicio.

Una vez que se conozcan las curvas C y D, el costo total asociado con los diversos niveles de confiabilidad del sistema esta dado simplemente por la suma de las dos curvas. Se espera que esta curva sea cóncava y por consiguiente existirá un mínimo, por lo tanto se obtiene el valor de confiabilidad económicamente óptimo.

3.2.1 Costos por Inversión

Comprende la suma de los siguientes valores:

El costo de los equipos de protección, es el costo anualizado de los equipos de protección dispuestos en la red principal y ramas laterales, el costo real se multiplica con la tasa de actualización establecida en el artículo 79° de la LCE para un periodo de vida útil de 30 años, es decir, debe calcularse la anualidad de los equipos multiplicando por un factor que considere flujos anuales. Así para una tasa de actualización de 12%, el factor es igual a 0.1241. Este costo anualizado lo denominaremos aVNR.

El costo de operación y mantenimiento de los equipos de protección se deduce al multiplicar por 3% el costo de inversión en los equipos de protección. Este costo es anual y lo denominaremos OyM.

La ecuación del costo por inversión queda de la siguiente manera:

$$\text{Inversion} = \text{aVNR} + \text{OyM} \quad (3.1)$$

3.2.2 Costos por Interrupción

Comprende la suma de los siguientes valores:

El costo por la energía no suministrada, es el costo de multiplicar el precio medio de energía por la energía dejada de suministrar. Este costo es anual y lo denominaremos ENS.

El costo por la compensación a los clientes, es el costo de multiplicar el costo de compensación por energía; valor indicado en la NTCSE (ver Anexo A), por la energía dejada de suministrar. Este costo es anual y lo denominaremos COMP.

La ecuación del costo por interrupción queda de la siguiente manera:

$$\text{Interrupción} = \text{ENS} + \text{COMP} \quad (3.2)$$

3.2.3 Consecuencias de la Interrupción

Las consecuencias debido a la interrupción tiene dos partes: visto por la empresa y visto por el cliente o la sociedad

Las consecuencias más notables vistas por la empresa son:

- 1) La pérdida de ingresos por los clientes no servidos.
- 2) La pérdida de la confianza de los clientes.
- 3) La pérdida de futuras ventas de potencia debido a la débil confiabilidad de la red.
- 4) Incrementos de los costos de operación y mantenimiento

Sin embargo, la gran parte de las consecuencias es vista por el cliente y muchos de estos son difíciles pero no imposibles de cuantificar.

- 1) Los costos impuestos en la industria debido a la manufactura perdida, por que se echaron a perder productos, se dañaron los equipos, el mantenimiento es adicional, etc.
- 2) Los costos impuestos a los clientes residenciales debido a alimentos congelados perdidos, costos alternativos por el uso de grupos electrógenos, etc.
- 3) La variedad de consecuencias ocasionado a los clientes residenciales al dejar de desarrollar sus diversiones, pasatiempos u hobbies y que decir de los apagones que son escenarios para el pandillaje, el robo, accidentes de transito, etc.

El costo medio de energía esta en función a las ventas y facturaciones anuales, el valor de este costo es diverso por las siguientes razones:

- 1) Los costos varían de acuerdo al país, región, empresa de distribución, sector típico, etc.
- 2) Los costos dependen del tipo de cliente y son muy diferentes para industrias pequeñas y grandes, tipos de industria, clientes residenciales, clientes comerciales, clientes agrícolas, etc.

3.3 Metodología

En toda red el costo por interrupciones no evitables siempre existirá, por tanto es necesario evaluar de que forma se puede reducir estos costos, la solución es ubicar adecuadamente los equipos de protección, estos costos no evitables esta en función al pago de las compensaciones y el valor de la energía no suministrada.

La metodología para este análisis es:

- 1) Representación de una red eléctrica MT simplificada, ya que algunas derivaciones alimentan a mas de un transformador de distribución y es posible agruparlo en un solo punto de entrega;

- 2) Determinación de la tasa de falla, tiempo de reparación y tiempo de maniobra o conmutación de los equipos de protección que se obtendrán a partir de la información histórica de reportes de interrupción del servicio de las empresas de distribución;
- 3) Determinación de las índices de confiabilidad del sistema debido al equipamiento de equipos de protección en la red principal; y
- 4) Evaluación económica considerando los costos de inversión y los costos por interrupción el cual se busca el punto de equilibrio de ambos.

Los índices de confiabilidad del sistema mencionados en el punto 3 son: frecuencia media de interrupción por sistema (SAIFI), duración total media de interrupción por sistema (SAIDI), la energía no suministrada (ENS) y el índice de disponibilidad promedio de servicio (ASAI).

3.4 Premisas

Para el desarrollo de la metodología se tiene las siguientes consideraciones:

- 1) La óptima ubicación de los puntos de seccionamiento será desarrollado en los circuitos típicos de MT, es decir de topología radial.
- 2) Las redes de distribución son provistos de interruptores de potencia en la salida de cada alimentador de MT.
- 3) La red de distribución principal se divide por tramos al usar los equipos de protección, comúnmente se usa seccionadores de accionamiento bajo carga con sus respectivos fusibles (tipo T) para poder aislar el tramo fallado
- 4) La red de distribución lateral se conecta a la red principal mediante equipos de protección, comúnmente se usa los seccionadores fusible tipo cut-out (tipo K) para aislar fallas aguas abajo de esta derivación. Los fusibles tipo K son de tiempo de fusión menor a los fusibles del tipo T por criterios de coordinación de la protección.
- 5) Los análisis de fallas solo es para las redes principales, redes laterales y los transformadores de distribución si los hubiera.

3.5 Equipamiento de la Red

3.5.1 Funciones de los Equipos de Protección

Las funciones de un elemento de protección son:

- 1) Cuando esta abierto, debe ser un buen aislador, soportando inclusive las sobre tensiones atmosféricas y de maniobra, se toma en cuenta para esta función la tensión nominal de la red y el nivel básico de aislamiento (NBA o BIL)
- 2) Cuando esta cerrado, debe ser un buen conductor, además debe soportar los esfuerzos electrodinámicos de la máxima corriente de cortocircuito hasta que se

produzca la apertura del dispositivo de protección correspondiente, se toma en cuenta para esta función la corriente nominal de la red.

- 3) Cuando cierra el circuito, debe ser rápido aún cuando este presente en el sistema la máxima corriente de falla posible, en conclusión debe tener buena capacidad de conexión.
- 4) Cuando abre el circuito, debe interrumpir en cualquier instante y rápidamente la corriente para la que fue diseñado, en conclusión debe tener buena capacidad de ruptura.

3.5.2 Equipos de Protección

a) Interruptor de potencia

Es un equipo de maniobra que cumple la totalidad de las funciones, es decir cumple las funciones 1, 2, 3 y 4 hasta su capacidad de ruptura. Dentro de sus características a tomar en cuenta es la tensión de restablecimiento (TR) del equipo el cual esta dividido en dos tensiones: la tensión transitoria de restablecimiento (TTR) que es la tensión entre los bornes del interruptor en el instante de la extinción del arco y la tensión en bornes igual a la tensión nominal de la red.

Cuando la interrupción es en un circuito trifásico, la TR es diferente en cada una de las fases, siendo usualmente mayor en la primera fase que interrumpe el cortocircuito.



Fig. 3.2 Interruptor de potencia

b) Seccionador

Se podría decir que son interruptores para maniobra en vacío. Cumple las funciones 1 y 2 del interruptor y las funciones 3 y 4 es sin carga o con carga muy reducida.

c) Seccionalizador

También están dentro de la familia de interruptores y son para maniobras bajo carga, estos equipos se usan a lo largo de la red principal de un alimentador. Cumple las funciones 1, 2 y 4, cumple la función 3 solo para corrientes de magnitud aproximada a la corriente nominal de la red y con un determinado factor de potencia.

Como ya se mencionó, el factor de potencia del circuito a interrumpir es de fundamental importancia para el desarrollo de la operación. Por esta razón muchos seccionadores bajo carga (seccionalizadores), contactores e interruptores especifican, además de la máxima corriente, el mínimo factor de potencia bajo el que pueden interrumpir exitosamente.

Estos equipos trabajan conjuntamente con los reconectores, es decir cuenta las operaciones de esta ubicado aguas arriba de la red y abre en uno de los tiempos muertos.

Los medios usados para la interrupción dentro del equipo son de 3 tipos: por aceite, por SF6 y de vacío.

Los tipos de control para la interrupción dentro del equipo son de 3 tipos: hidráulico, electrónico y microprocesado.

Este equipo posee los accesorios suficientes para eliminar el conteo cuando no se dispone de tensión del lado de la fuente o punto de inicio de la radial, para evitar la operación de cuenta con la corriente de conexión, debe contar las fallas a tierra en forma distinta a las de fase y debe ser ajustable al tiempo de restablecimiento.

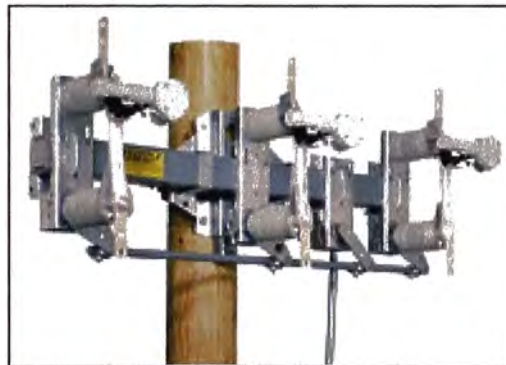


Fig. 3.3 Seccionador de Línea

d) Fusibles

Son interruptores de corriente que cumplen solo la función 1, 2 y 3 hasta su capacidad de ruptura.

Entre la clasificación de los fusibles tenemos los limitadores y los no limitadores, en las redes de MT son usados frecuentemente fusibles no limitadores llamados comúnmente fusibles de expulsión por la ocurrencia de una falla (cortacircuito o cutout) el cual quema el hilo fusible y debe reemplazarse por otro. Este dispositivo está instalado dentro del tubo seccionador de la base portafusible y es aquí donde se produce la interrupción del arco.

El material del tubo produce vapores desionizantes (resinas fenólicas o fibra gris), El tubo tiene una vida útil dada por el número e intensidad de interrupciones.



Fig. 3.4 Fusible Unipolar

e) Reconectores

Un reconector es un dispositivo que contiene varias características de los equipos mencionados previamente, posee los accesorios suficientes para detectar la falla a tierra, para controlar la apertura y cierre remotos, tiene un interruptor auxiliar, se bloquea para un determinado ciclo de operaciones y puede coordinar con otros elementos simples de maniobra.

Los criterios para considerar este equipo dentro de la red es tomar en cuenta la tensión nominal, la corriente de cortocircuito máxima, la corriente de carga máxima, la corriente de falla mínima, coordinación con otros equipos y la detección de la corriente de falla a tierra.

Su ciclo de operación considera los tiempos muertos o de reconexión, operación rápida (A), operación lenta (B) y operación muy lenta (C).

Los medios usados para la interrupción dentro del equipo son de 3 tipos: por aceite, por SF6 y de vacío.

Los tipos de control para la interrupción dentro del equipo son de 3 tipos: hidráulico, electrónico y microprocesado.

Este equipo es útil dentro una red por casi el 95% de las fallas de cortocircuitos u otras similares son de naturaleza temporaria y esto es muy importante para la continuidad del servicio.

Forman parte de este porcentaje de fallas temporarias las ocasionados por conductores que se tocan impulsados por el viento, la descarga de rayos sobre un aislador, animales pequeños que conectan una línea con tierra, ramas que tocan o caen entre las líneas, debidas al viento, ondas de conexión por mencionar algunas.

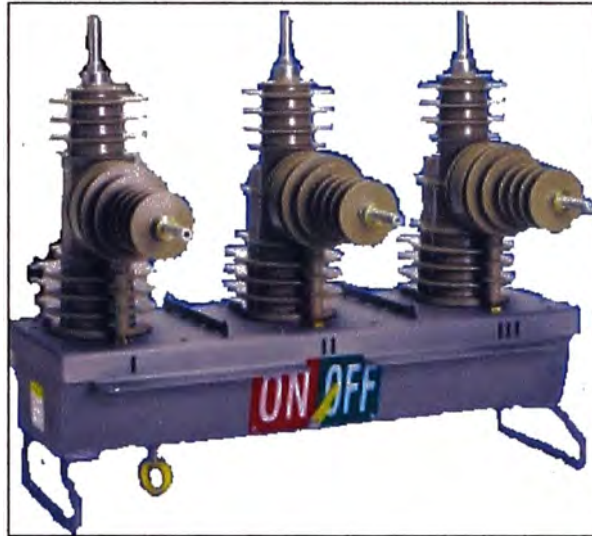


Fig. 3.5 Recloser

3.5.3 Costos de los Equipos de Protección

Se indican costos referenciales de los principales equipos de protección empleado en las redes de distribución.

TABLA N° 3.1 Costos de Equipos de Protección

Material	US \$ (Inc. IGV)
Reconectador Trifásico 20kV, 400A	16 601,1
Interruptor Tripolar SF6 10kV, 630A, 25kV	4 046,0
Seccionador Tripolar Bajo Carga (sin fusibles) con base portafusible, interior, 12kV, 400A,	1 785,0
Fusible de expulsión tipo K 50A	2,98

CAPÍTULO IV

APLICACIÓN

4.1 Recopilación de Información

Para evaluar los diversos casos y sus respectivos índices de confiabilidad descritos en el Capítulo II, se considera los datos del alimentador PIC281 de la empresa Hidrandina correspondiente al sistema eléctrico Caraz-Carhuaz-Huaraz considerado en la última regulación del VAD (año 2005) como sistema representativo al sector típico 3 Urbano de Baja Densidad.

Para determinar la tasa de falla de líneas es necesario saber las longitudes de los alimentadores de MT de este sistema eléctrico el cual se muestra en la TABLA N° 4.1.

TABLA N° 4.1 Redes MT del Sector Típico 3

Sistema Eléctrico	SET	Alimentador	Nivel de Tensión	Longitud de Red (km)	N° de SED
Caraz-Carhuaz-Huaraz	Arhuaypampa	ARH271	13,2	8.57	17
		ARH272	13,2	101.21	110
		ARH273	13,2	67.50	66
	Picup	PIC281	13,2	10.87	36
		PIC282	13,2	20.48	54
		PIC283	13,2	152.22	127
		PIC284	13,2	18.22	42
		PIC285	13,2	4.50	1
	Shingal	SHI261	13,2	34.82	55
		SHI262	13,2	110.48	114
	TOTAL				528.86

Fuente: Información GIS del sistema eléctrico Caraz-Carhuaz-Huaraz VAD 2005

La estadística de fallas que corresponde a los alimentadores MT al segundo semestre del año 2006 se muestra en la TABLA N° 4.2

TABLA N° 4.2 Estadística de fallas de redes MT

Sistema Eléctrico	Componente	N° veces que salio	Causas mas comunes
Caraz-	ALIM. MT 3093	20	Caída conductor red (8 veces)
Carhuaz-	SEC. ALIM. 361038	16	Caída conductor red (16 veces)
Huaraz	ALIM. MT 3094	15	Caída conductor red (4 veces)
	ALIM. MT 3091	12	Caída conductor red (4 veces), Corte de emergencia (3 veces), Hurto de conductor o elemento eléctrico (3 veces)
	ALIM. MT 3096	11	Caída conductor red (5 veces)
	SET 339	5	Falla sistema interconectado (2 veces)
	TOTAL	79	

Fuente: Gerencia de fiscalización eléctrica (OSINERGMIN), "Diagnostico de Interrupciones de los Sistemas Eléctricos Críticos de las Empresas del Grupo Distriluz" mayo 2007

Para determinar la tasa de falla de redes MT se considera de la TABLA N° 4.2 solo los eventos correspondientes a los alimentadores, se excluye del total los eventos correspondientes a corte de emergencia y falla del sistema interconectado al no tener relación con la tasa de falla, por lo tanto resulta un total de 71 eventos de falla correspondiente a los alimentadores. En la TABLA N° 4.3 se indica la tasa de falla semestral y es deducido (más no verificable por disponer solo de información de interrupciones al segundo semestre) una tasa de falla anual para alimentadores.

TABLA N° 4.3 Tasa de Falla de Redes de MT

Total de eventos de falla en un semestre	Longitud Total de los alimentadores (km)	Tasa de falla (fallas/km sem)	Tasa de falla (fallas/km año)
71	528,86	0,13	0,26

El tiempo de reparación depende de lo reportado en trabajos en campo, resultando un valor promedio para cada empresa de distribución, es posible también obtener tiempos de reparación por sector típico o sistema eléctrico.

El tiempo de maniobra o conmutación se refiere al tiempo necesario de apertura del equipo de protección para aislar la falla y poder luego cerrar el interruptor principal del alimentador para recuperar la carga de las zonas no afectadas.

Diversos autores especializados en el tema proporcionan tasas de falla y tiempo de reparación adecuados para alimentadores en MT, los valores se muestran en la TABLA N° 4.4

TABLA N° 4.4 Tasas de Falla, Tiempo de Reparación y Maniobra

Componente	Descripción	Unidad	Autor	
			J. Endrenyi	R. Billinton
Red Principal	Tasa de falla	(Fallas/km año)	0,2	0,1
	Tiempo de reparación	(hr)	1,5	4
	Tiempo de maniobra	(hr)	0,5	0,5
Red Lateral	Tasa de falla	(Fallas/km año)	0,15	0,2
	Tiempo de reparación	(hr)	2,5	2

Por lo tanto, se considera un valor apropiado para los tiempos de reparación y maniobra del sistema eléctrico Caraz-Carhuaz-Huaraz y completamos con la tasa de falla de alimentadores, ver TABLA N° 4.5.

TABLA N° 4.5 Parámetros del Sistema

Componente	Parámetros	Unidad	Valor
Red Principal	Tasa de falla	(Fallas/km año)	0,26
	Tiempo de reparación	(hr)	4
	Tiempo de maniobra	(hr)	0,5
Red Lateral	Tasa de falla	(Fallas/km año)	0,26
	Tiempo de reparación	(hr)	2

4.1.1 Alimentador PIC281

Este alimentador parte de la subestación de transformación PICUP 60/13,2kV y recorre la ciudad de Huaraz por áreas residenciales y comerciales, en la Fig. 4.1 se muestra la ciudad y el recorrido de nuestra red en análisis.

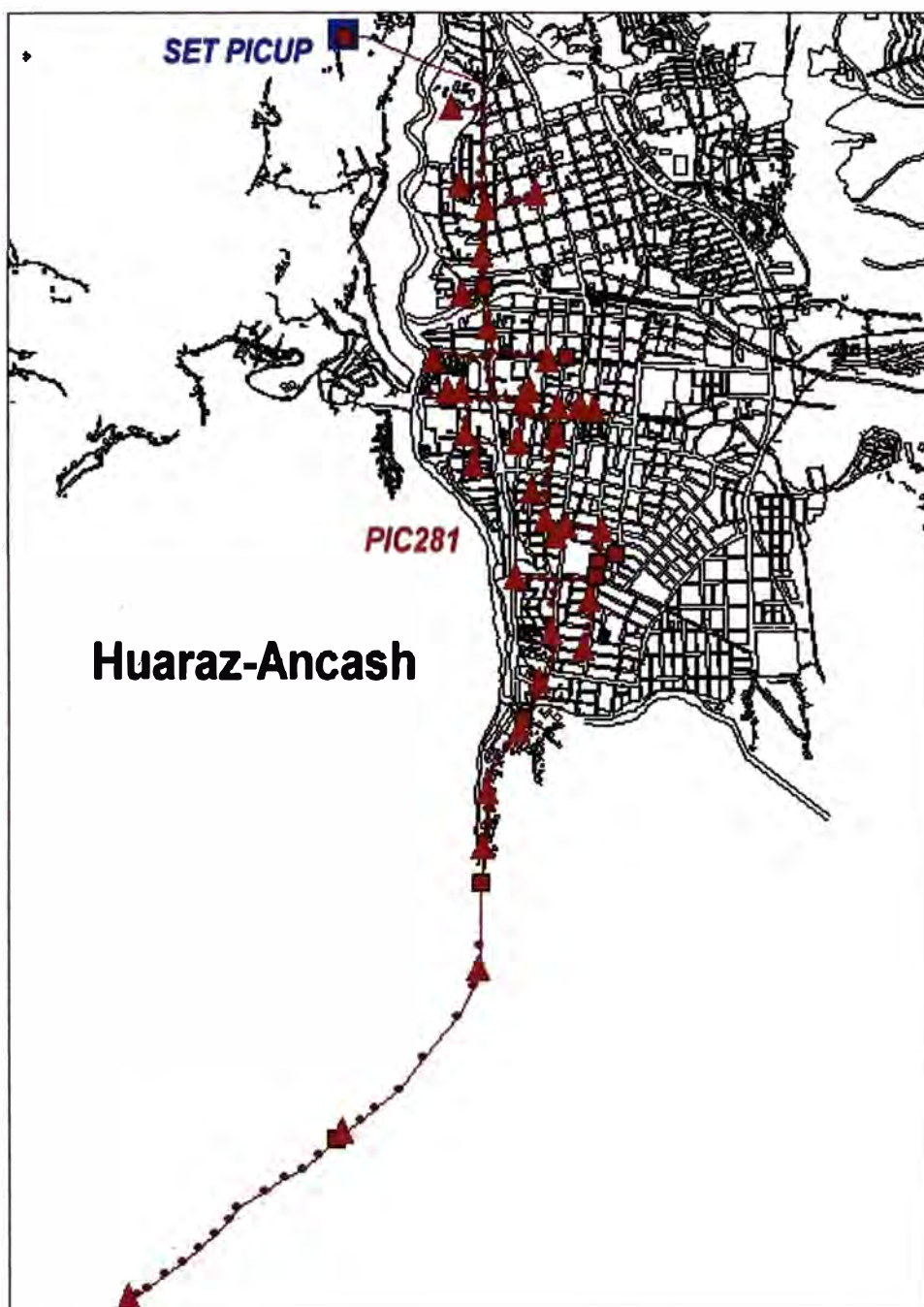


Fig. 4.1 Ciudad de Huaraz – Departamento de Ancash

4.1.2 Circuito Simplificado

Debido a la gran cantidad de transformadores de distribución es posible simplificar el circuito identificando la red principal y las redes laterales. Las redes laterales en algunos casos son simples derivaciones y en otros son ramificaciones, estos últimos se

simplifican a una simple derivación para tener un circuito que conste de una red principal y de redes laterales simples.

La red resultante es como se muestra en la Fig. 4.2 y en el Anexo B se muestra la red completa.

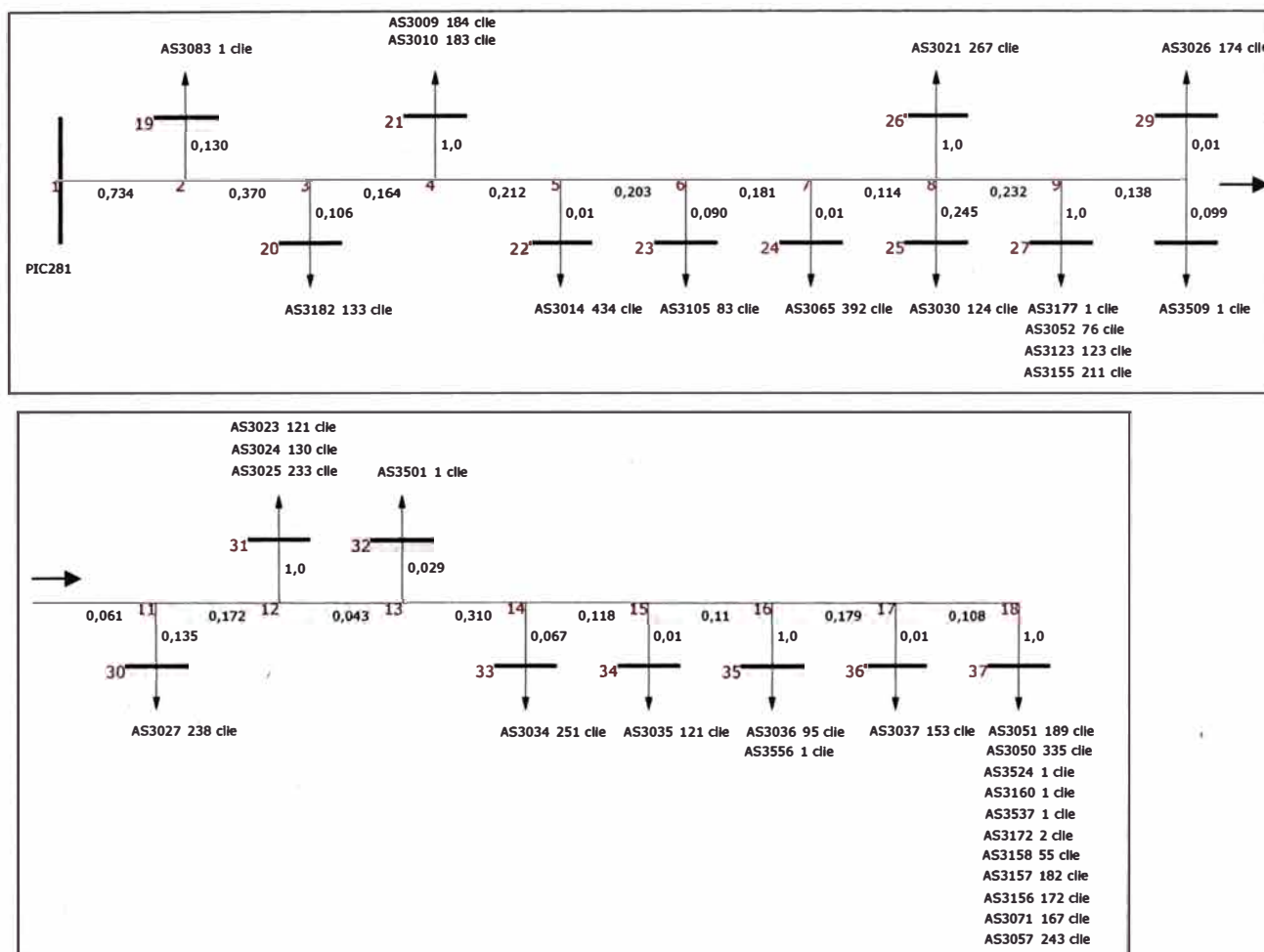


Fig. 4.2 Circuito de MT simplificado

Se puede notar que la ultima barra del circuito simplificado contiene varias subestaciones de distribución, esta barra representa el tramo que sale de la ciudad de Huaraz hacia las zonas rurales, su demanda son menores comparado con las subestaciones de distribución que están dentro de la misma ciudad.

4.2 Cálculos

4.2.1 Alimentador Sin Ninguna Protección

La red principal y las redes laterales no disponen de equipos de protección en cada uno de sus tramos y derivaciones, esta configuración es el escenario mas pesimista por que solo se dispone del interruptor principal del alimentador en la salida de la subestación y no existen seccionadores de línea en el recorrido de la red principal y fusibles de expulsión en todas las ramas laterales.

Los índices obtenidos son:

SAIFI	2,973	interrupciones/cliente año
SAIDI	7,739	hr/cliente año
ENS	23,59	MW.h
ASAI	99,911655	% Disponibilidad del Sistema
Costos de Inversión	0,0	US\$ anualizado
Costos de Interrupción	10 525,2	US\$ anual

4.2.2 Protecciones Laterales

La red principal no dispone de equipos de protección en cada uno de sus tramos, en cambio cada derivación esta provisto de un equipo de protección, este escenario es el que usaremos como punto de partida para la optimizar la ubicación de puntos de seccionamiento en la red principal, se considera siempre el interruptor principal en la salida de la subestación.

Los índices obtenidos son:

SAIFI	1,296	interrupciones/cliente año
SAIDI	4,386	hr/cliente año
ENS	12,50	MW.h
ASAI	99,949927	% Disponibilidad del Sistema
Costos de Inversión	26,2	US\$ anualizado
Costos de Interrupción	5 579,6	US\$ anual

4.2.3 Protecciones Red Principal

La red principal y las redes laterales disponen de protección en cada uno de sus tramos, y derivaciones, esta configuración es el escenario más óptimo, se considera un interruptor principal del alimentador en la salida de la subestación, seccionadores de línea después de cada derivación en la red principal y fusibles de expulsión en todas las ramas laterales.

Los índices obtenidos son:

SAIFI	1,296	interrupciones/cliente año
SAIDI	3,508	hr/cliente año
ENS	9,82	MW.h
ASAI	99,959959	% Disponibilidad del Sistema
Costos de Inversión	5 300,4	US\$ anualizado
Costos de Interrupción	4 381,9	US\$ anuales

4.2.4 Optimización de la Protección

Mediante procesos de cálculo se evalúa todas las combinaciones posibles de ubicación de una cantidad específica de equipos de protección sobre la red principal, por lo tanto el costo de inversión resulta constante y el costo de interrupción es variable para todas las combinaciones posibles. La menor suma entre ambas resultará ser el óptimo.

Para este informe evaluaremos la ubicación óptima de uno, dos y tres equipos de protección sobre la red principal. Sin embargo se sabe que puede ser más ya que el número máximo de equipos a ubicar será igual al número de tramos de la red principal.

Si evaluáramos todas las cantidades posibles se podría obtener mediante la comparación de resultados la cantidad óptima de equipos de protección sobre la red principal pero no lo indicaremos ya que no forma parte del objetivo de este informe.

Volvemos a indicar que se considera como punto de partida la protección lateral en todas las derivaciones de la red principal y solo una protección en la red principal ubicado en la salida del alimentador.

Los ítems que vienen a continuación son detallados en el Anexo B.

a) Ubicar Un Punto de Seccionamiento

Los índices obtenidos al ubicar de manera óptima un equipo de protección en la red principal es:

SAIFI	1,296	interrupciones/cliente año
SAIDI	3,927	hr/cliente año
ENS	11,031	MW.h
ASAI	99,955175	% Disponibilidad del Sistema
Costos de Inversión	946,2	US\$ anualizado
Costos de Interrupción	4 922,1	US\$ anual

Se puede mostrar gráficamente la ubicación del equipo de protección mediante la Fig. 4.3 y Fig. 4.4.

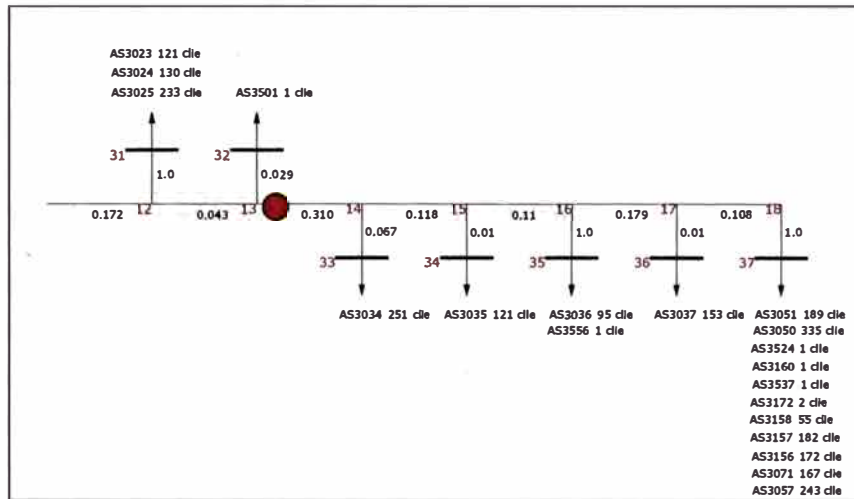
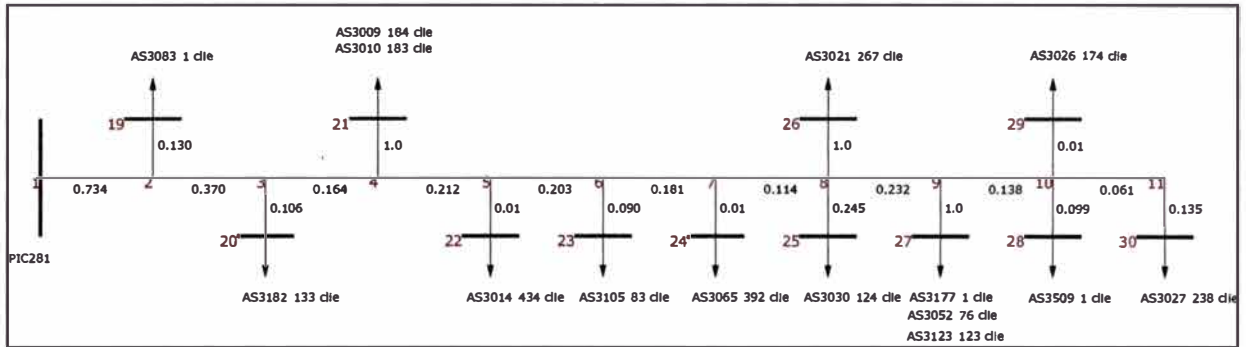


Fig. 4.3 Ubicación de un equipo de protección

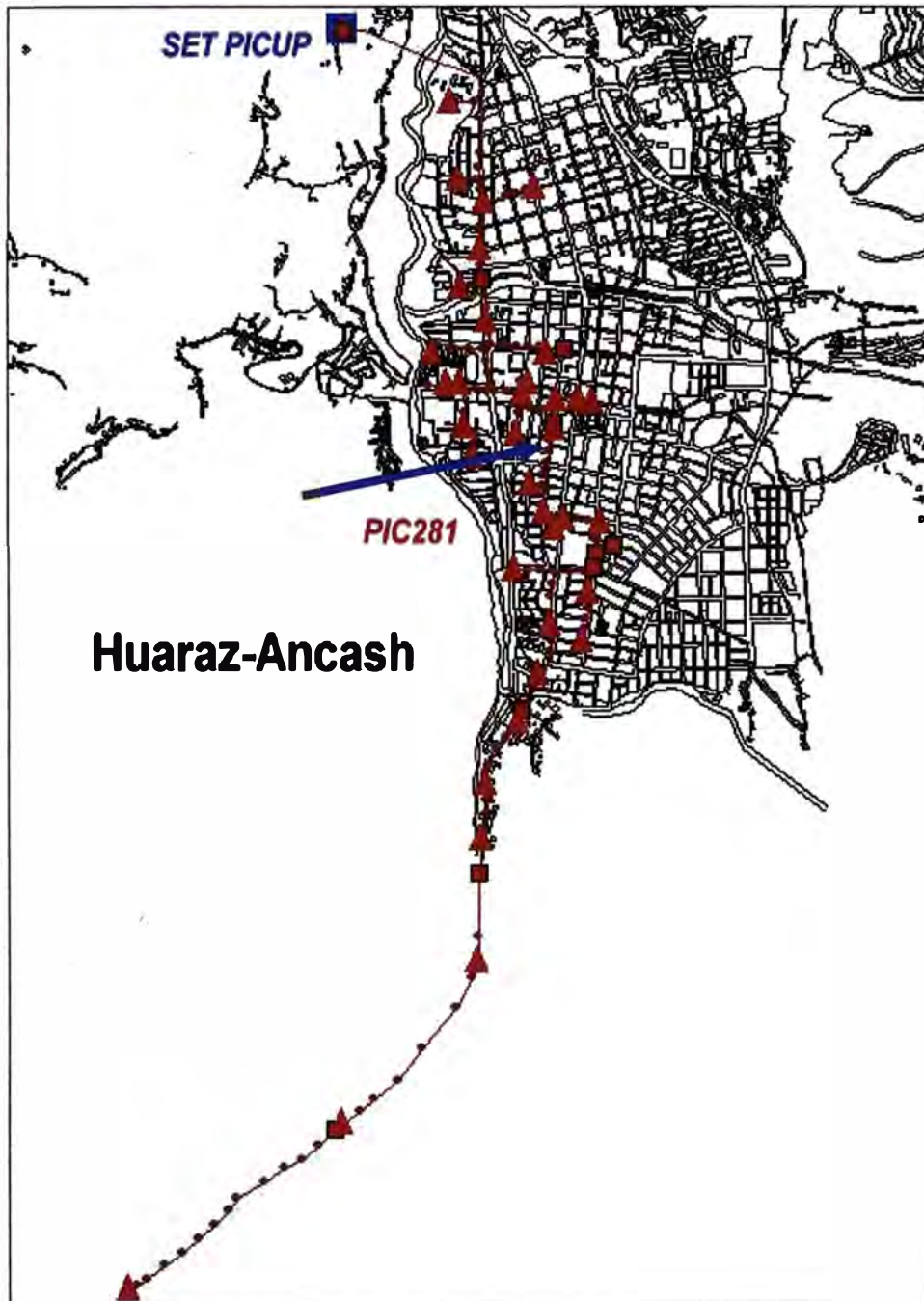


Fig. 4.4 Ubicación real del equipo de protección

b) Ubicar Dos Puntos de Seccionamiento

Los índices obtenidos al ubicar de manera óptima dos equipos de protección en la red principal son:

SAIFI	1,296	interrupciones/cliente año
SAIDI	3,735	hr/cliente año
ENS	10,517	MW.h
ASAI	99,957363	% Disponibilidad del Sistema
Costos de Inversión	1 229,3	US\$ anualizado
Costos de Interrupción	4 692,5	US\$ anual

Se puede mostrar gráficamente la ubicación de los dos equipos de protección mediante la Fig. 4.5 y Fig. 4.6.

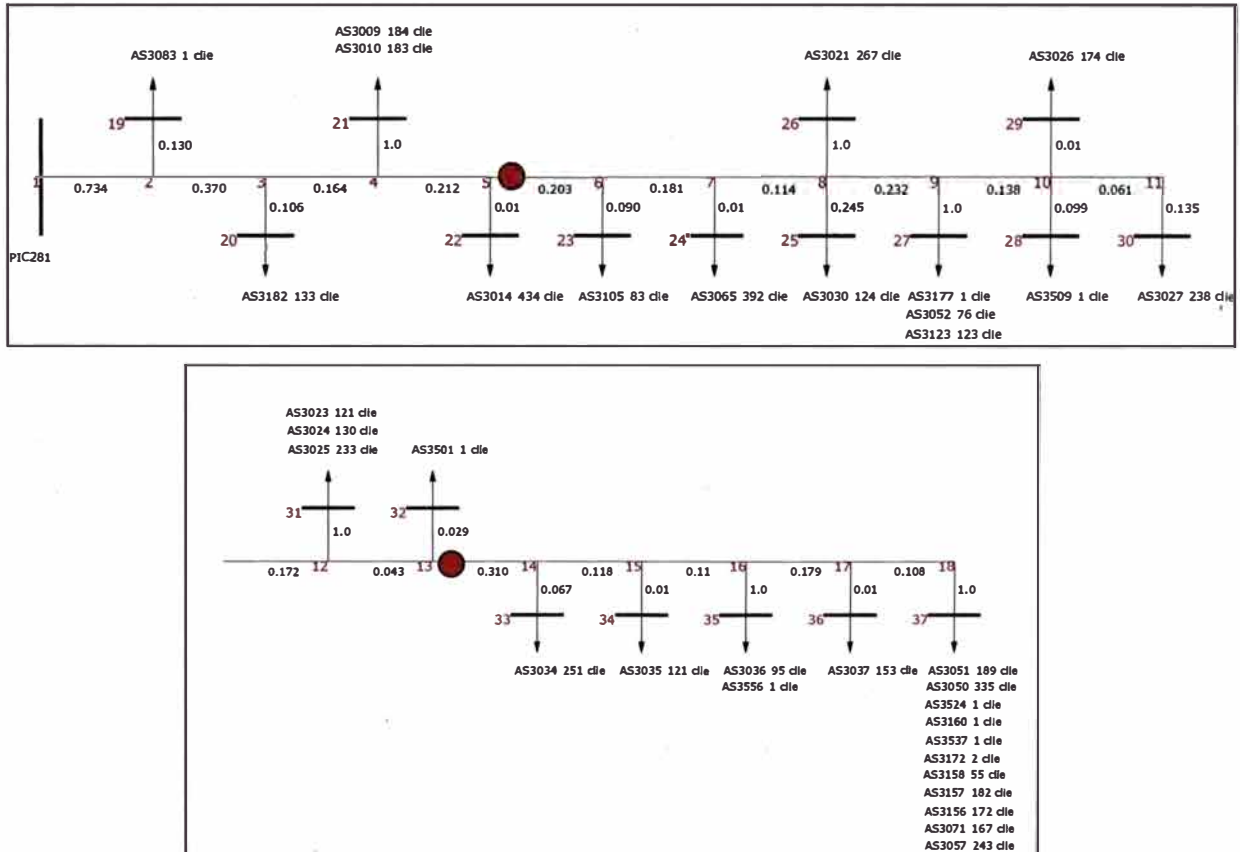


Fig. 4.5 Ubicación de dos equipos de protección

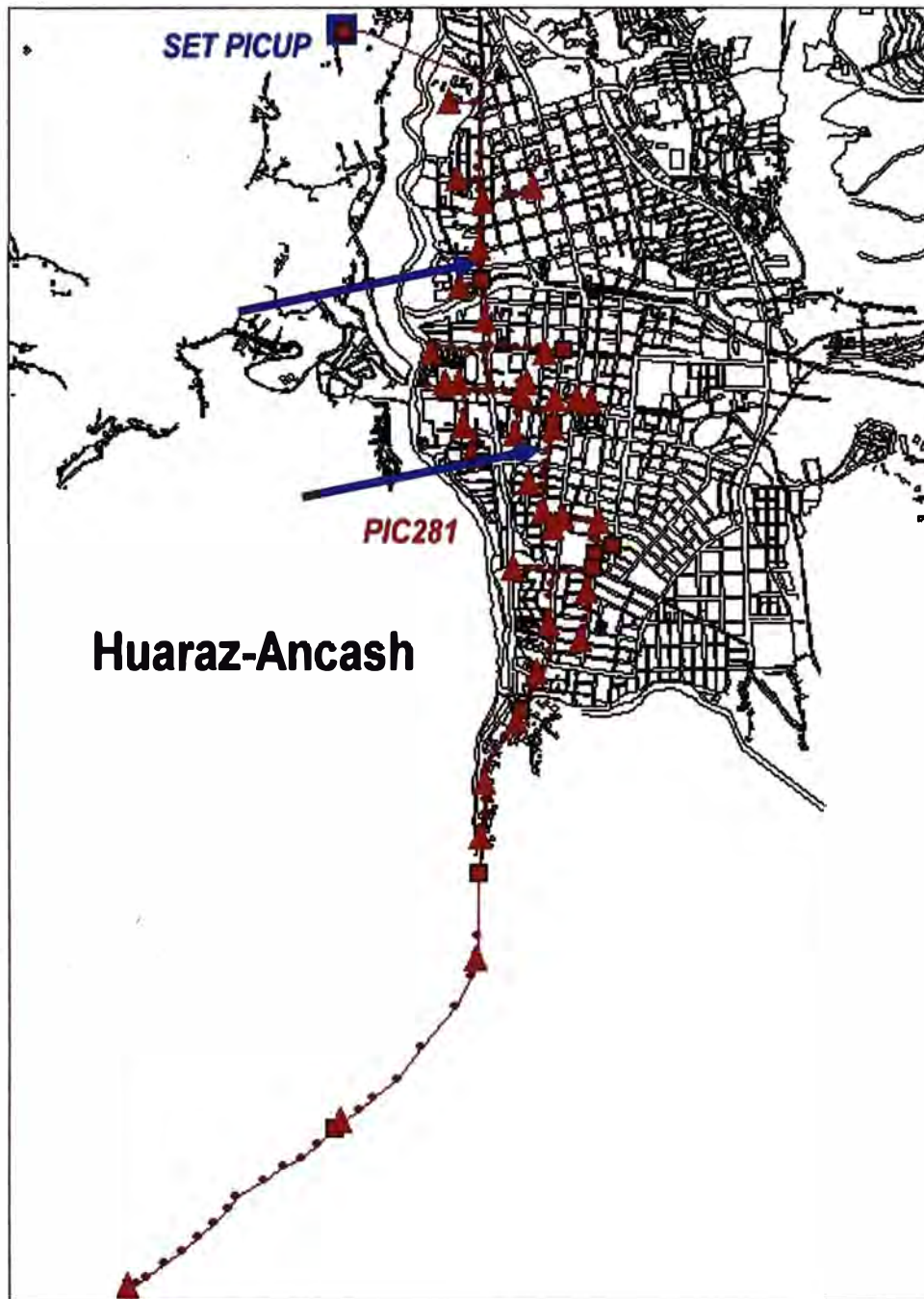


Fig. 4.6 Ubicación real de dos equipos de protección

c) Ubicar 3 Puntos de Seccionamiento

Los índices obtenidos al ubicar de manera óptima tres equipos de protección en la red principal son:

SAIFI	1,296	interrupciones/cliente año
SAIDI	3,64	hr/cliente año
ENS	10,301	MW.h
ASAI	99,958445	% Disponibilidad del Sistema
Costos de Inversión	1 519,2	US\$ anualizado
Costos de Interrupción	4 596,3	US\$ anual

Se puede mostrar gráficamente la ubicación de los tres equipos de protección mediante la Fig. 4.7 y Fig. 4.8.

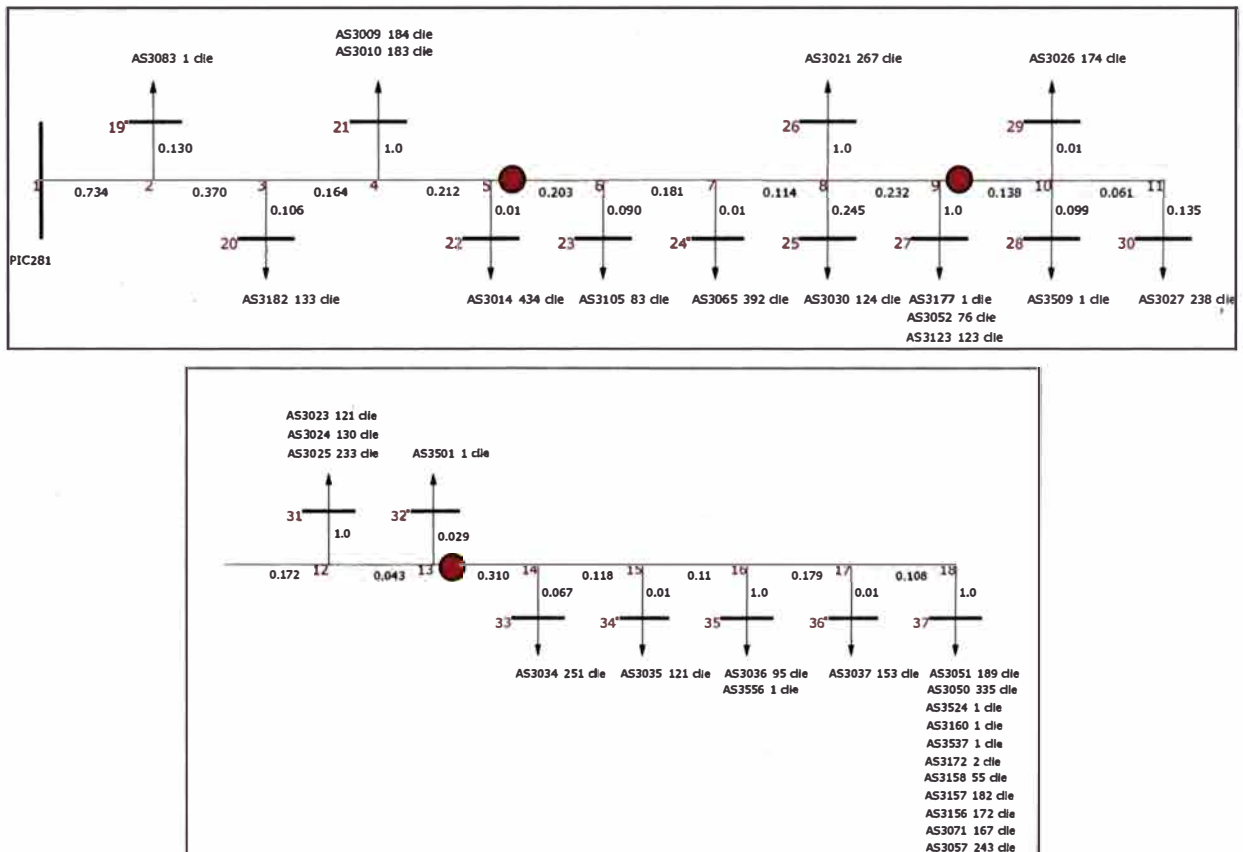


Fig. 4.7 Ubicación de tres equipos de protección

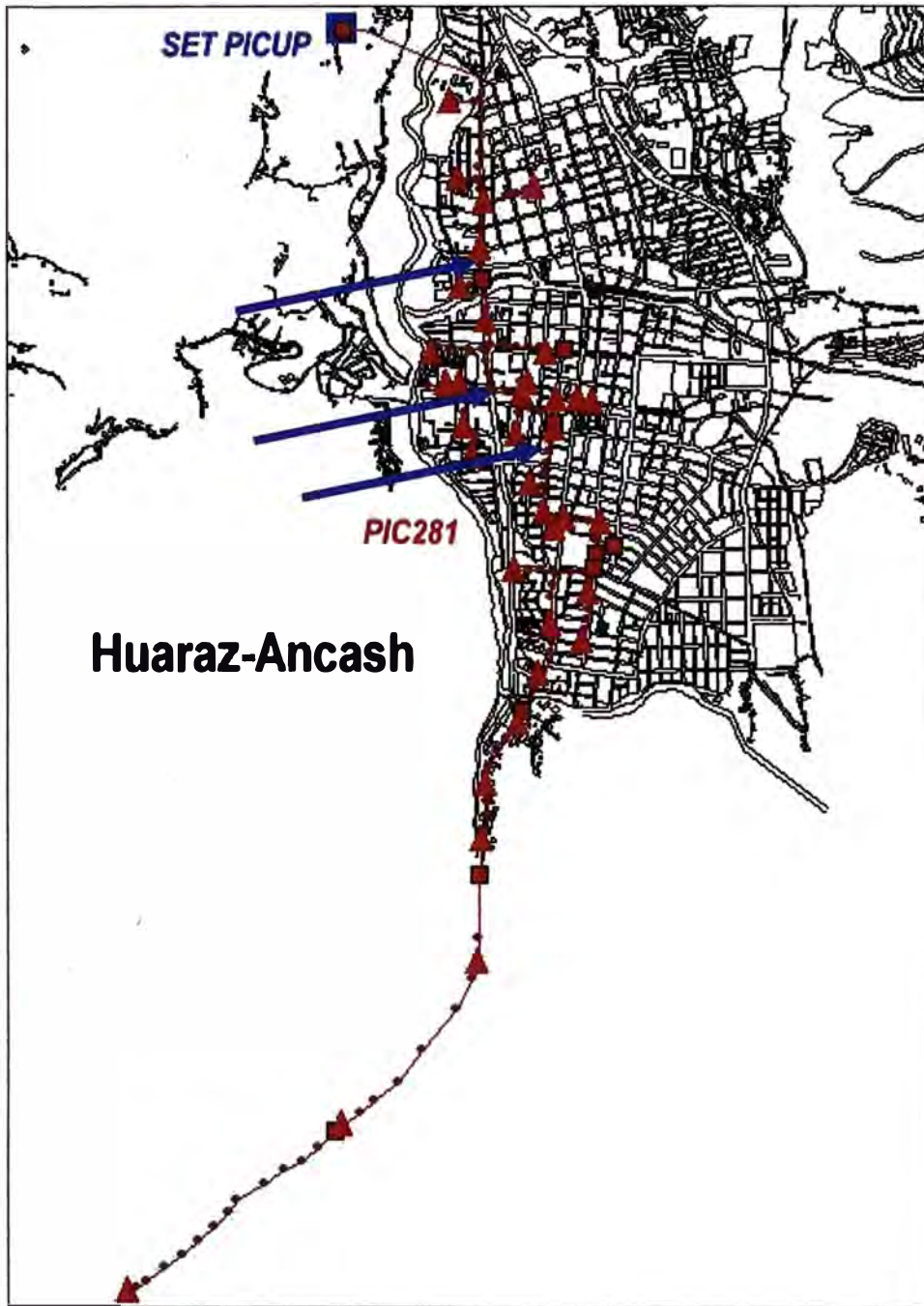


Fig. 4.8 Ubicación real de tres equipos de protección

CONCLUSIONES

- 1) Este informe ha descrito las técnicas básicas que se necesitan para evaluar la confiabilidad de sistemas de distribución. Estas técnicas son adecuadas para la evaluación de sistemas radiales y los sistemas enmallados que son manejados como sistemas radiales (anillo normalmente abierto).
- 2) A partir de estos conceptos de índices se puede ampliar el análisis para evaluar sistemas complicados como configuraciones paralelas y los sistemas enmallados. Por consiguiente los conceptos descritos en este informe son suficientes para poder avanzar en el análisis de sistemas enmallados.
- 3) En realidad la confiabilidad de un sistema se ve influenciado por la forma y política de operar que tiene cada empresa eléctrica, cuya idea errónea es equipar de protección sus redes con criterios aleatorios según la zona que recorre.
- 4) Los casos propuestos en la sección 2.5 de este informe no tiene por que ser las únicas, de cualquier forma sigue abierto las posibilidades para que otras alternativas sean considerados.
- 5) La ubicación óptima de los equipos de protección de un alimentador como primera prioridad es recuperar la mayor demanda posible al rechazar el tramo donde ocurre la falla y por tanto la cantidad de clientes queda en segunda prioridad.
- 6) Teóricamente un alimentador de MT debe disponer de equipos de seccionamiento en todos los tramos que recorre la red, pero en la práctica no es así, las empresas de distribución dejan de lado este aspecto técnico.

ANEXOS

ANEXO A: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) Referido al ,
Suministro

ANEXO B: Detalle de los Cálculos

ANEXO A

Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) Referido al Suministro

La Norma Técnica de la Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) aprobado por el Decreto Supremo N° 020-1997-EM (11/10/1997) y modificaciones según Decreto Supremo N° 009-1999-EM y Decreto Supremo N° 040-2001-EM indica en el capítulo III inciso b) que las interrupciones del servicio están considerados dentro de la calidad del suministro.

En el capítulo IV, título 3, punto 3 se indica las obligaciones del suministrador de energía, en el inciso b) del artículo 3.1 menciona que debe cubrir los costos que demande el cálculo de los indicadores de calidad, cálculo de compensaciones y los mecanismos de transferencia de información a la autoridad. En el inciso d) del artículo 3.1 menciona que debe pagar a su cliente dentro de los plazos establecidos, las compensaciones respectivas por incumplimiento en la calidad de servicio eléctrico, independientemente de que la mala calidad se deba a deficiencias propias y ajenas, salvo casos de fuerza mayor y otras situaciones debidamente justificadas y sustentadas ante la autoridad.

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.

La calidad de suministro se evalúa utilizando los siguientes dos (2) indicadores que se calculan para periodos de control de un semestre.

a) Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre (N)

Es el número total de interrupciones en el suministro de cada cliente durante un periodo de control de un semestre:

N = Número de interrupciones; (expresada en: interrupciones/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%)

b) 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 periodo de control de un semestre:

$$D = \sum (K_i * d_i) \text{ (expresado en horas)} \quad \text{(A.1)}$$

Donde:

d_i : Es la duración de la interrupción i

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

-Interrupciones programadas por expansión y reforzamiento $K_i = 0,25$

-Interrupciones programadas por mantenimiento $K_i = 0,50$

-Otras $K_i = 1,00$

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 MAT y AT : 02 Interrupciones/semestre

- Clientes en MT 04 Interrupciones/semestre

- Clientes en BT : 06 Interrupciones/semestre

Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D')

- Clientes en MAT y AT : 04 horas/semestre

- Clientes en MT : 07 horas/semestre

- Clientes en BT : 10 horas/semestre

El artículo 4° del D.S. N° 040-2001-EM, publicado el 17/07/2001 modifica el artículo 4° del D.S. N° 009-1999-EM, publicado el 11/04/1999, de acuerdo a lo siguiente:

“Incrementar en un factor de treinta por ciento (30%) las tolerancias de los indicadores siguientes: Número de Interrupciones por Cliente (N') y Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D') establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos para el Sector de Distribución Típico 2.

A partir de la Tercera Etapa, durante el primer semestre, el factor incrementador será de setenta por ciento (70%), durante el segundo y tercer semestre será de cincuenta por ciento (50%) y a partir del cuarto semestre el factor incrementador será el treinta por ciento (30%) ya establecido en el párrafo anterior.

Tales incrementos se redondean al entero superior y son aplicables única y exclusivamente a la actividad eléctrica de distribución del mercado regulado.

Toda cadena de pago se iniciará cuando se hayan transgredido las tolerancias de los indicadores de calidad del suministro que la Norma establece para el cliente final durante el semestre de control, considerando los incrementos a los cuales hacen referencia los párrafos anteriores. Asimismo, las respectivas compensaciones se efectúan culminado el semestre de control, sin postergar ni condicionar la obligación de este pago a que hagan efectivas las compensaciones que, en su caso, deban efectuar Terceros como responsables de dichas interrupciones.”

Las compensaciones se calculan semestralmente en función de la energía teóricamente no suministrada (ENS), el número de interrupciones por cliente por semestre (N) y la duración total acumulada de interrupciones (D), de acuerdo a las siguientes formulas:

$$\text{Compensaciones por Interrupciones} = e * E * \text{ENS} \quad (\text{A.2})$$

Donde:

e: Es la compensación unitaria por incumplimiento en la calidad de suministro, cuyo valor es $e = 0,35 \text{ US\$/kWh}$

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

$$E = 1 + \frac{N - N'}{N'} + \frac{D - D'}{D'} \quad (\text{A.3})$$

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 (expresado en kWh) y se calcula de la siguiente manera:

$$ENS = \left(\frac{ERS}{NHS - \sum_i D_i} \right) * D \quad (A.4)$$

Donde

ERS : Es la energía registrada en el semestre

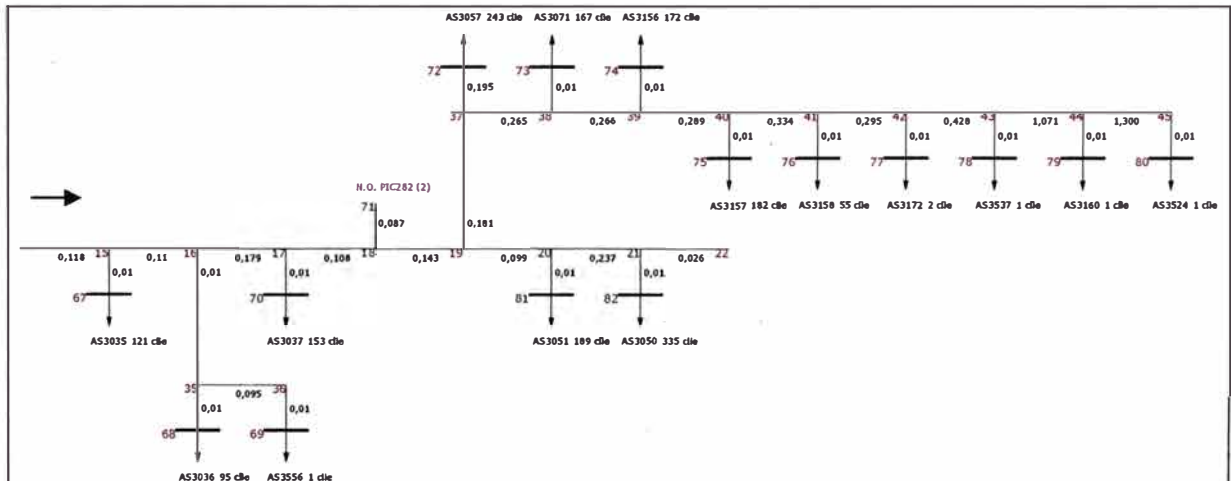
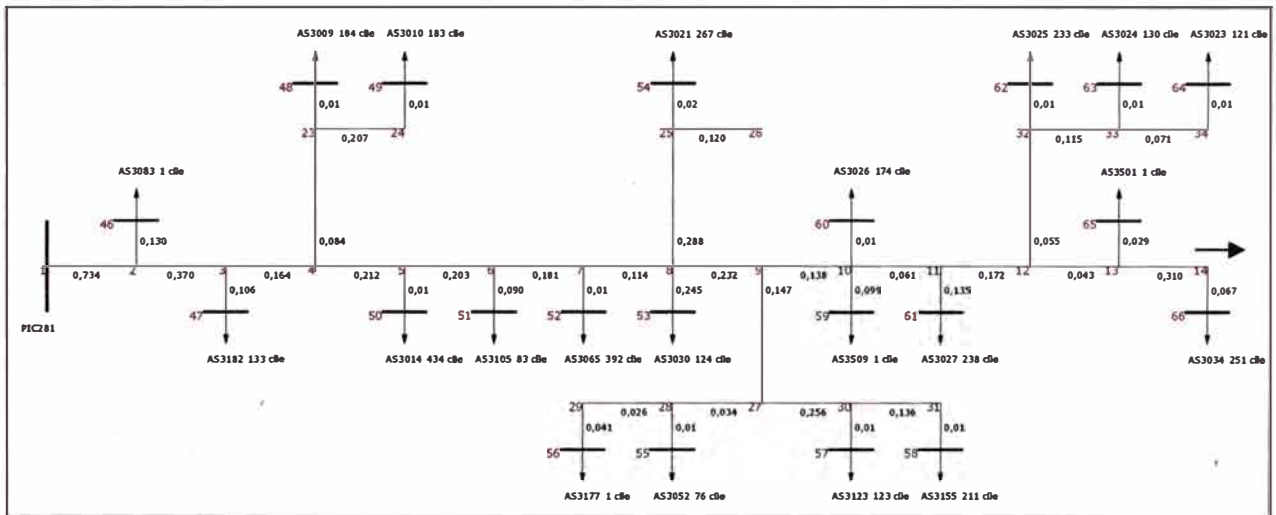
NHS : Es el número de horas del semestre

$\sum_i d_i$: Es la duración total real de las interrupciones ocurridas en el semestre.

ANEXO B

Detalle de los Cálculos

a) Diagrama Unifilar del Alimentador PIC281



b) Datos de Confiabilidad Alimentador PIC281

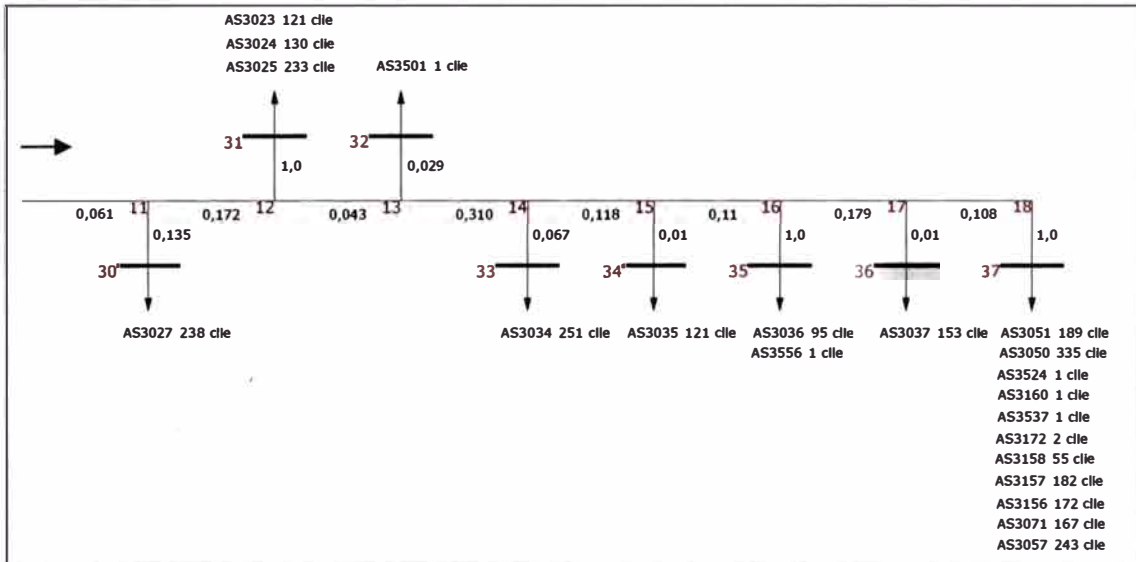
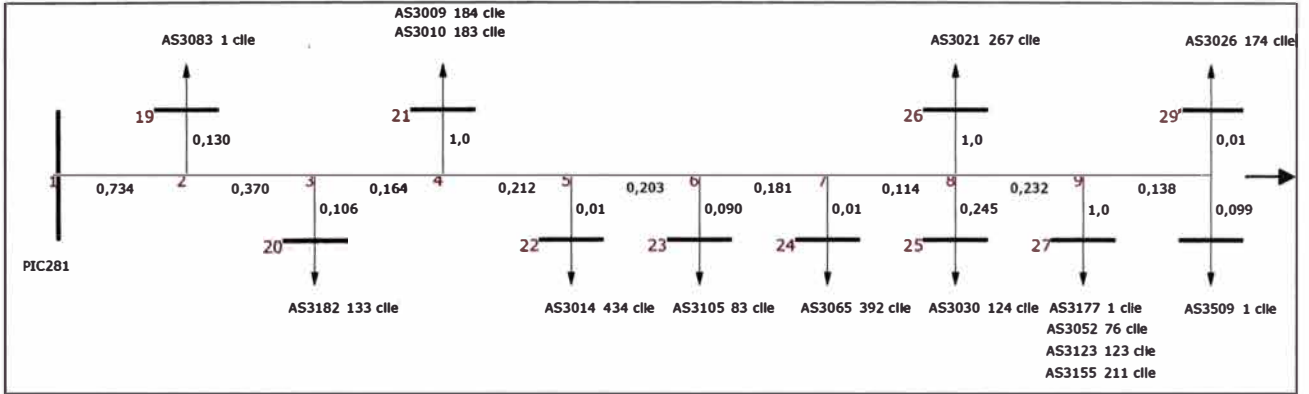
Longitud y Parámetros

De	A	km	(1/km)	(1/yr)	(hr)
1	2	0,734	0,26	0,191	4
2	3	0,37	0,26	0,096	4
3	4	0,164	0,26	0,043	4
4	5	0,212	0,26	0,055	4
5	6	0,203	0,26	0,053	4
6	7	0,181	0,26	0,047	4
7	8	0,114	0,26	0,030	4
8	9	0,232	0,26	0,060	4
9	10	0,138	0,26	0,036	4
10	11	0,061	0,26	0,016	4
11	12	0,172	0,26	0,045	4
12	13	0,043	0,26	0,011	4
13	14	0,31	0,26	0,081	4
14	15	0,118	0,26	0,031	4
15	16	0,11	0,26	0,029	4
16	17	0,179	0,26	0,047	4
17	18	0,108	0,26	0,028	4
18	19	0,143	0,26	0,037	2
19	20	0,099	0,26	0,026	2
20	21	0,237	0,26	0,062	2
21	22	0,026	0,26	0,007	2
4	23	0,084	0,26	0,022	2
23	24	0,207	0,26	0,054	2
8	25	0,288	0,26	0,075	2
25	26	0,12	0,26	0,031	2
9	27	0,147	0,26	0,038	2
27	28	0,034	0,26	0,009	2
28	29	0,026	0,26	0,007	2
27	30	0,256	0,26	0,067	2
30	31	0,136	0,26	0,035	2
12	32	0,055	0,26	0,014	2
32	33	0,115	0,26	0,030	2
33	34	0,071	0,26	0,018	2
16	35	0,01	0,26	0,003	2
35	36	0,095	0,26	0,025	2
19	37	0,181	0,26	0,047	2
37	38	0,265	0,26	0,069	2
38	39	0,266	0,26	0,069	2
39	40	0,289	0,26	0,075	2
40	41	0,334	0,26	0,087	2
41	42	0,295	0,26	0,077	2
42	43	0,428	0,26	0,111	2
43	44	1,071	0,26	0,278	2
44	45	1,3	0,26	0,338	2
2	46	0,13	0,26	0,034	2
3	47	0,106	0,26	0,028	2
23	48	0,01	0,26	0,003	2
24	49	0,01	0,26	0,003	2
5	50	0,01	0,26	0,003	2
6	51	0,09	0,26	0,023	2
7	52	0,01	0,26	0,003	2
8	53	0,245	0,26	0,064	2
25	54	0,02	0,26	0,005	2
28	55	0,01	0,26	0,003	2
29	56	0,041	0,26	0,011	2
30	57	0,01	0,26	0,003	2
31	58	0,01	0,26	0,003	2
10	59	0,099	0,26	0,026	2
10	60	0,01	0,26	0,003	2
11	61	0,135	0,26	0,035	2
32	62	0,01	0,26	0,003	2
33	63	0,01	0,26	0,003	2
34	64	0,01	0,26	0,003	2
13	65	0,029	0,26	0,008	2
14	66	0,067	0,26	0,017	2
15	67	0,01	0,26	0,003	2
35	68	0,01	0,26	0,003	2
36	69	0,01	0,26	0,003	2
17	70	0,01	0,26	0,003	2
18	71	0,087	0,26	0,023	2
37	72	0,195	0,26	0,051	2
38	73	0,01	0,26	0,003	2
39	74	0,01	0,26	0,003	2

N° de Clientes y Carga Promedio

N° Barra	Cod_SED	N° Clientes	Dem. (kW)
46	AS3083	1	104,00
47	AS3182	133	42,29
48	AS3009	184	85,87
49	AS3010	183	104,22
50	AS3014	434	158,26
51	AS3105	83	67,82
52	AS3065	392	104,28
53	AS3030	124	13,00
54	AS3021	267	127,18
55	AS3052	76	27,58
56	AS3177	1	98,98
57	AS3123	123	24,73
58	AS3155	211	108,78
59	AS3509	1	115,33
60	AS3026	174	70,38
61	AS3027	238	129,22
62	AS3025	233	131,80
63	AS3024	130	204,90
64	AS3023	121	82,69
65	AS3501	1	163,96
66	AS3034	251	104,37
67	AS3035	121	130,29
68	AS3036	95	204,75
69	AS3556	1	65,00
70	AS3037	153	99,83
72	AS3057	243	48,99
73	AS3071	167	33,10
74	AS3156	172	35,69
75	AS3157	182	19,67
76	AS3158	55	24,43
77	AS3172	2	65,00
78	AS3537	1	9,75
79	AS3160	1	6,60
80	AS3524	1	24,38
81	AS3051	189	130,16
82	AS3050	335	83,38

c) Diagrama Unifilar Simplificado del Alimentador PIC281



d) Datos de Confiabilidad Simplificado Alimentador PIC281

Longitud y Parámetros

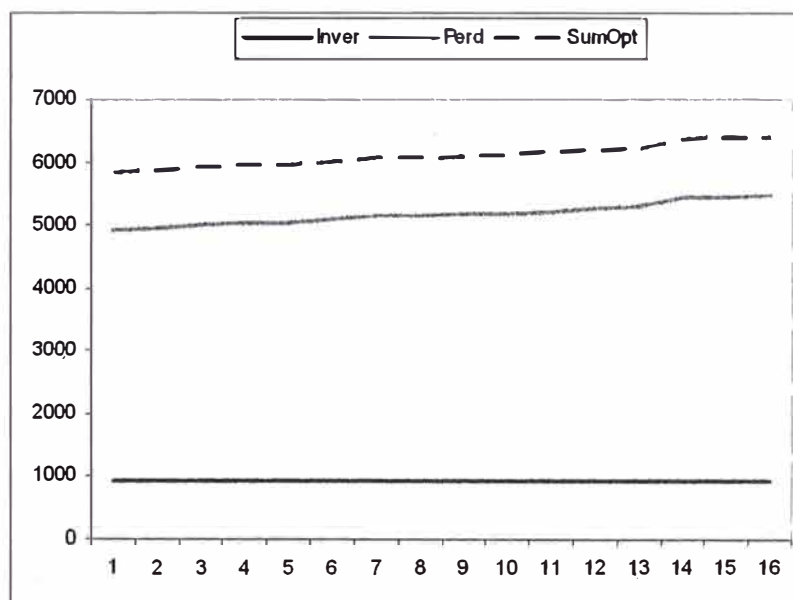
De	A	km	(1/km)	(1/yr)	(hr)
1	2	0,734	0,26	0,1908	4
2	3	0,37	0,26	0,0962	4
3	4	0,164	0,26	0,0426	4
4	5	0,212	0,26	0,0551	4
5	6	0,203	0,26	0,0528	4
6	7	0,181	0,26	0,0471	4
7	8	0,114	0,26	0,0296	4
8	9	0,232	0,26	0,0603	4
9	10	0,138	0,26	0,0359	4
10	11	0,061	0,26	0,0159	4
11	12	0,172	0,26	0,0447	4
12	13	0,043	0,26	0,0112	4
13	14	0,31	0,26	0,0806	4
14	15	0,118	0,26	0,0307	4
15	16	0,11	0,26	0,0286	4
16	17	0,179	0,26	0,0465	4
17	18	0,108	0,26	0,0281	4
2	19	0,13	0,26	0,0338	2
3	20	0,106	0,26	0,0276	2
4	21	1	0,081	0,0809	2
5	22	0,01	0,26	0,0026	2
6	23	0,09	0,26	0,0234	2
7	24	0,01	0,26	0,0026	2
8	25	0,245	0,26	0,0637	2
8	26	1	0,111	0,1113	2
9	27	1	0,174	0,1742	2
10	28	0,099	0,26	0,0257	2
10	29	0,01	0,26	0,0026	2
11	30	0,135	0,26	0,0351	2
12	31	1	0,070	0,0705	2
13	32	0,029	0,26	0,0075	2
14	33	0,067	0,26	0,0174	2
15	34	0,01	0,26	0,0026	2
16	35	1	0,033	0,0325	2
17	36	0,01	0,26	0,0026	2
18	37	1	1,360	1,3595	2

N° de Clientes y Carga Promedio

N° Barra	Cod_SED	N° Clientes	Dem (kW)
19	AS3083	1	104,00
20	AS3182	133	42,29
21	4	367	190,09
22	AS3014	434	158,26
23	AS3105	83	67,82
24	AS3065	392	104,28
25	AS3030	124	13,00
26	8	267	127,18
27	9	411	260,07
28	AS3509	1	115,33
29	AS3026	174	70,38
30	AS3027	238	129,22
31	12	484	419,39
32	AS3501	1	163,96
33	AS3034	251	104,37
34	AS3035	121	130,29
35	16	96	269,75
36	AS3037	153	99,83
37	18	1 348	481,15

e) Ubicación Óptima de Un Punto de Seccionamiento

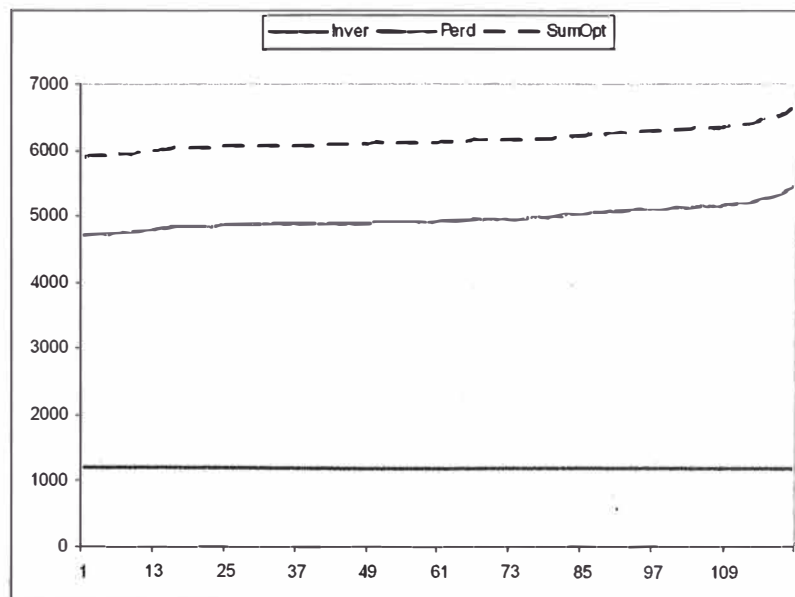
Posibilidad	SAIFI	SAIDI	ENS	ASAI	Inver	Perd	SumOpt
1	1,296	3,927	11,031	99,955175	926,1	4 922,1	5 848,2
2	1,296	3,903	11,084	99,955447	926,1	4 945,5	5 871,6
3	1,296	3,897	11,199	99,955511	926,1	4 996,9	5 923,0
4	1,296	3,915	11,251	99,955303	926,1	5 020,3	5 946,4
5	1,296	3,895	11,303	99,955534	926,1	5 043,2	5 969,3
6	1,296	3,912	11,426	99,955347	926,1	5 098,2	6 024,3
7	1,296	4,076	11,536	99,953468	926,1	5 147,4	6 073,5
8	1,296	3,986	11,544	99,954498	926,1	5 151,0	6 077,1
9	1,296	4,064	11,602	99,953605	926,1	5 176,6	6 102,7
10	1,296	4,056	11,620	99,953693	926,1	5 184,6	6 110,7
11	1,296	4,139	11,711	99,952754	926,1	5 225,6	6 151,7
12	1,296	4,191	11,838	99,952163	926,1	5 282,1	6 208,2
13	1,296	4,202	11,861	99,952027	926,1	5 292,2	6 218,3
14	1,296	4,330	12,193	99,950570	926,1	5 440,6	6 366,7
15	1,296	4,386	12,248	99,949933	926,1	5 465,0	6 391,1
16	1,296	4,314	12,252	99,950752	926,1	5 467,0	6 393,1



f) Ubicación Óptima de Dos Puntos de Seccionamiento

Solo se muestra los mejores 36 de 120 posibilidades ordenado por SumOpt.

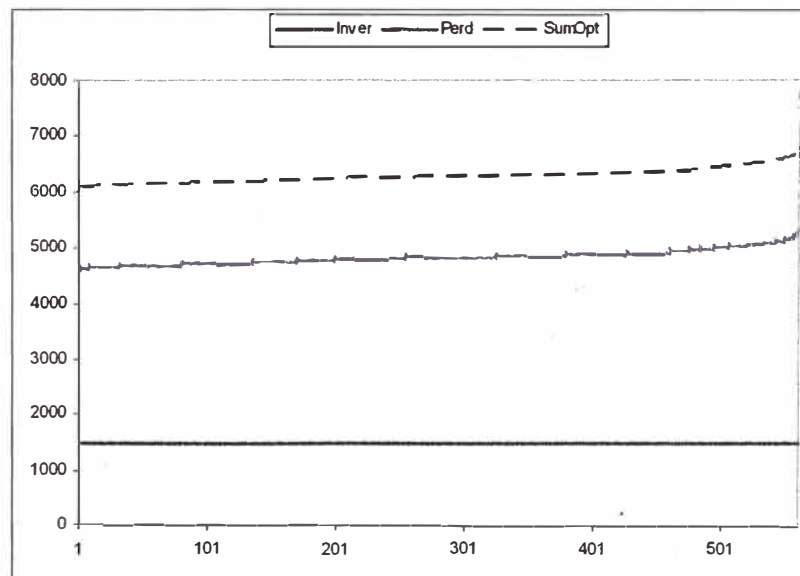
Posibilidad	SAIFI	SAIDI	ENS	ASAI	Inver	Perd	SumOpt
1	1,296	3,735	10,517	99,957363	1 202,6	4 692,5	5 895,1
2	1,296	3,755	10,550	99,957135	1 202,6	4 707,3	5 909,9
3	1,296	3,718	10,557	99,957555	1 202,6	4 710,6	5 913,2
4	1,296	3,735	10,570	99,957367	1 202,6	4 716,5	5 919,1
5	1,296	3,718	10,589	99,957553	1 202,6	4 724,7	5 927,3
6	1,296	3,805	10,616	99,956565	1 202,6	4 737,0	5 939,6
7	1,296	3,739	10,624	99,957317	1 202,6	4 740,6	5 943,2
8	1,296	3,762	10,629	99,957049	1 202,6	4 742,8	5 945,4
9	1,296	3,708	10,641	99,957669	1 202,6	4 748,2	5 950,8
10	1,296	3,722	10,649	99,957515	1 202,6	4 751,7	5 954,3
11	1,296	3,785	10,682	99,956793	1 202,6	4 766,4	5 969,0
12	1,296	3,809	10,717	99,956523	1 202,6	4 781,8	5 984,4
13	1,296	3,756	10,724	99,957127	1 202,6	4 784,9	5 987,5
14	1,296	3,826	10,761	99,956330	1 202,6	4 801,6	6 004,2
15	1,296	3,742	10,781	99,957288	1 202,6	4 810,5	6 013,1
16	1,296	3,803	10,818	99,956585	1 202,6	4 827,1	6 029,7
17	1,296	3,765	10,827	99,957023	1 202,6	4 831,2	6 033,8
18	1,296	3,890	10,829	99,955592	1 202,6	4 832,0	6 034,6
19	1,296	3,789	10,834	99,956744	1 202,6	4 833,9	6 036,5
20	1,296	3,768	10,835	99,956990	1 202,6	4 834,5	6 037,1
21	1,296	3,795	10,850	99,956681	1 202,6	4 841,2	6 043,8
22	1,296	3,926	10,852	99,955179	1 202,6	4 842,2	6 044,8
23	1,296	3,770	10,861	99,956964	1 202,6	4 846,2	6 048,8
24	1,296	3,822	10,868	99,956371	1 202,6	4 849,2	6 051,8
25	1,296	3,760	10,868	99,957083	1 202,6	4 849,5	6 052,1
26	1,296	3,826	10,869	99,956329	1 202,6	4 849,7	6 052,3
27	1,296	3,829	10,877	99,956286	1 202,6	4 853,2	6 055,8
28	1,296	3,833	10,882	99,956249	1 202,6	4 855,7	6 058,3
29	1,296	3,758	10,883	99,957099	1 202,6	4 855,8	6 058,4
31	1,296	3,867	10,887	99,955852	1 202,6	4 858,0	6 060,6
30	1,296	3,806	10,888	99,956553	1 202,6	4 858,0	6 060,6
32	1,296	3,805	10,894	99,956565	1 202,6	4 861,0	6 063,6
33	1,296	3,848	10,896	99,956073	1 202,6	4 861,9	6 064,5
34	1,296	3,903	10,899	99,955450	1 202,6	4 863,3	6 065,9
35	1,296	3,836	10,904	99,956207	1 202,6	4 865,2	6 067,8
36	1,296	3,902	10,909	99,955451	1 202,6	4 867,5	6 070,1



g) Ubicación Óptima de Tres Puntos de Seccionamiento

Solo se muestra los mejores 36 de 560 posibilidades ordenado por SumOpt.

Posibilidad	SAIFI	SAIDI	ENS	ASAI	Inver	Perd	SumOpt
1	1,296	3,640	10,301	99,958445	1 479,0	4 596,3	6 075,3
2	1,296	3,663	10,326	99,958184	1 479,0	4 607,7	6 086,7
3	1,296	3,635	10,333	99,958508	1 479,0	4 610,7	6 089,7
4	1,296	3,654	10,340	99,958283	1 479,0	4 613,7	6 092,7
5	1,296	3,678	10,341	99,958014	1 479,0	4 614,3	6 093,3
6	1,296	3,670	10,343	99,958107	1 479,0	4 615,2	6 094,2
7	1,296	3,666	10,360	99,958146	1 479,0	4 622,5	6 101,5
8	1,296	3,687	10,377	99,957908	1 479,0	4 630,0	6 109,0
9	1,296	3,711	10,385	99,957638	1 479,0	4 633,8	6 112,8
10	1,296	3,712	10,386	99,957630	1 479,0	4 634,4	6 113,4
11	1,296	3,681	10,388	99,957978	1 479,0	4 635,2	6 114,2
12	1,296	3,693	10,390	99,957841	1 479,0	4 635,9	6 114,9
13	1,296	3,633	10,395	99,958523	1 479,0	4 638,5	6 117,5
14	1,296	3,670	10,398	99,958102	1 479,0	4 639,5	6 118,5
15	1,296	3,664	10,406	99,958170	1 479,0	4 643,3	6 122,3
16	1,296	3,723	10,412	99,957499	1 479,0	4 645,9	6 124,9
17	1,296	3,694	10,414	99,957829	1 479,0	4 646,8	6 125,8
18	1,296	3,625	10,417	99,958621	1 479,0	4 648,3	6 127,3
19	1,296	3,731	10,418	99,957409	1 479,0	4 648,6	6 127,6
20	1,296	3,675	10,420	99,958046	1 479,0	4 649,3	6 128,3
21	1,296	3,718	10,423	99,957560	1 479,0	4 650,7	6 129,7
22	1,296	3,686	10,423	99,957919	1 479,0	4 650,9	6 129,9
23	1,296	3,644	10,424	99,958397	1 479,0	4 651,3	6 130,3
24	1,296	3,694	10,426	99,957830	1 479,0	4 651,9	6 130,9
25	1,296	3,658	10,428	99,958245	1 479,0	4 653,0	6 132,0
26	1,296	3,688	10,431	99,957901	1 479,0	4 654,2	6 133,2
27	1,296	3,709	10,432	99,957665	1 479,0	4 654,8	6 133,8
28	1,296	3,671	10,436	99,958092	1 479,0	4 656,4	6 135,4
29	1,296	3,711	10,439	99,957642	1 479,0	4 657,8	6 136,8
30	1,296	3,718	10,439	99,957558	1 479,0	4 658,1	6 137,1
31	1,296	3,697	10,441	99,957795	1 479,0	4 658,8	6 137,8
32	1,296	3,686	10,445	99,957918	1 479,0	4 660,5	6 139,5
33	1,296	3,692	10,445	99,957856	1 479,0	4 660,5	6 139,5
34	1,296	3,689	10,445	99,957886	1 479,0	4 660,7	6 139,7
35	1,296	3,735	10,446	99,957365	1 479,0	4 661,1	6 140,1
36	1,296	3,715	10,450	99,957593	1 479,0	4 662,8	6 141,8



BIBLIOGRAFÍA

1. Roy Billinton – Ronald N. Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems", Segunda Edición, Plenum Publishing Corporation 1996.
2. J. Endrenyi, "Reliability Modeling in Electric Power Systems", John Wiley & Sons.
3. Colin Bayliss – Brian Hardy, "Transmission and Distribution Electrical Engineering", Tercera Edición, Hardcover 2006.
4. H. Lee Willis, "Power Distribution Planning Reference Book", Marcel Dekker 1997.
5. Turan Gonen, "Electric Power Distribution System Engineering", McGraw-Hill 1986.
6. C. Celso de B. Camargo, "Confiabilidade Aplicada a Sistemas de Potência Elétrica", Livros Técnicos e Científicos Editora, Impreso no Brasil 1981.
7. Aldo Gary Arriagada Mass, "Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución", Pontifica Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería 1994.
8. Manuel Ricardo Soto Retamal, "Cálculo de índices Nodales y Funcionales de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia", Pontifica Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería 1997.
9. Roy Billinton – Ronald N. Allan – Luigi Salvaderi, "Applied Reliability Assessment in Electric Power Sytems", IEEE Press 1991.
10. The Math Works, "MATLAB Edición del Estudiante", Versión 4, Prentice Hall 1996.
11. Javier García de Jalón, "Aprenda Matlab 7.0 Como Si Estuviera en Primero", Universidad Politécnica de Madrid 2005.