



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRIA Y DOCTORADO EN
INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO IDEALIZADO DE UN PROGRAMA PARA LA
ESTIMACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE LA
DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

**MAESTRO EN INGENIERÍA
SISTEMAS – PLANEACIÓN**

PRESENTA:

ROSALBA SANTIAGO MIJANGOS

DIRECTOR DE TESIS

DR. BENITO SÁNCHEZ LARA

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F. 2008



JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Gabriel de las Nieves Sánchez Guerrero

Secretario: Dr. Javier Suárez Rocha

Vocal: Dr. Benito Sánchez Lara

1^{er} Suplente: MI Eugenio López Ortega

2^{do} Suplente: MI Mariano Antonio García Martínez

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F. 2008

DIRECTOR DE TESIS

DR. BENITO SÁNCHEZ LARA

DEDICATORIAS Y AGRADECIMIENTOS

Este logro lo dedico y lo comparto con mi familia: a mis papas un enorme agradecimiento, en especial a ti mamá por darme tanto; Epifania Mijangos Martínez y Juan M. Santiago López, a mis hermanos Alfredo, Guillermo, Angela y Pablo, que siempre están con migo, a mis sobrinos Alfredo, Antonio, Andrea, Carlos Guillermo, Fany Joseline, Solanlli Jesenia y Emily Jazmín y a mis cuñadas Elizabeth y Verónica, son lo más importante en mi vida, los amo.

A mi tía Carmen López Pérez., quien con un poco de esfuerzo cambió mi vida.

A mis abuelos Angela López Pérez. y Pablo Santiago M., que siempre han estado presentes.

A Alejandro Núñez Priego., cuya presencia ha fortalecido mi alma.

A todos los amigos que a lo largo de ya varios años esta Universidad me ha permitido encontrar.

Un agradecimiento especial al Dr. Benito Sánchez Lara., por su paciencia y dedicación, y al Ing. Augusto O. Hintze Valdez por sus aportaciones a este trabajo.

Índice general

	Resumen	1
	Abstract	2
	Introducción	3
1	ANTECEDENTES	7
	1.1 Planteamiento del problema	8
	1.2 Objetivos	10
	1.3 Estrategia para llevar a cabo el diseño idealizado	12
	1.4 Análisis del problema: Diagrama de Ishikawa	14
	1.4.1 Procedimiento de aplicación	15
2	CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	29
	2.1 Distribución	30
	2.1.1 Modelos de Redes	31
	2.2 Confiabilidad	34
	2.2.1 Definiciones clave relacionadas con la confiabilidad en distribución	36
	2.2.2 Seguimiento de la interrupción	36
	2.2.3 Sistemas de Monitoreo	39
	2.2.4 Factores que interviene en la evaluación de la confiabilidad	40
	2.3 Evaluación de los costos de las interrupciones de suministro de energía eléctrica	45
	2.3.1 Métodos para determinar los costos de las interrupciones	45
	2.3.2 Principales resultados	47
	2.4 Regulación de la calidad de suministro	49
	2.4.1 Regulación de la continuidad del suministro	51
	2.5 Situación actual de México en la estimación de la confiabilidad de redes eléctricas de distribución	53
3	MÉTRICAS E ÍNDICES DE CONFIABILIDAD	57
	3.1 Calidad de la potencia y confiabilidad	57
	3.2 Índices de confiabilidad	60
	3.2.1 Índices de confiabilidad basados en el cliente	61
	3.2.2 Índices Basados en la Carga	63
	3.2.3 Índices de confiabilidad para los elementos de la red	64
	3.2.4 Indicadores para la confiabilidad, en el caso de México	65
	3.3 Evaluación de la confiabilidad	66

3.3.1	Dificultades en el modelado	67
3.3.2	Sistemas de distribución	68
3.3.4	Óptimo socio-económico	69
3.3.5	Procedimiento de cálculo	70
4	DISEÑO IDEALIZADO	75
4.1	Antecedentes	75
4.2	Metodología de diseño idealizado	79
4.3	El proceso del diseño idealizado	81
5	PROGRAMA DE ESTIMACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO	87
5.1	Formulación de la misión	87
5.1.1	Formulación de la problemática	87
5.1.2	Análisis de Obstrucciones	96
5.1.3	Misión (razón de existencia y aspiraciones)	98
5.2	Propiedades deseadas	98
5.2.2	Proyecciones de Referencia	100
5.3	Diseño idealizado	113
5.3.1	Diseño idealizado = imagen objetivo	113
5.3.2	Selección de las áreas en las que se quiere actuar:	115
5.3.3	Generación de alternativas	117
5.3.4	Selección de los métodos de medición y regulación	118
5.3.5	Evaluación y selección de opciones	119
5.3.6	Programa para la estimación de la confiabilidad en redes de distribución de energía eléctrica	129
5.3.7	Especificaciones del programa	133
5.4	Revisión de las condiciones de Diseño Idealizado	140
5.4.1	Factibilidad Técnica	140
5.4.2	Viabilidad Operativa	147
5.4.3	Flexibilidad	158
6	CONCLUSIONES	165
6.1	Conclusiones generales	173
	BIBLIOGRAFÍA	173
	Anexo 1	179
	Anexo 2	181

Índice de Figuras

Figura 1.1 Diagrama causa-efecto de la problemática relacionada con la confiabilidad del servicio de distribución de energía eléctrica en México.	19
Figura 1.2 Principales variables que afectan la estimación de la confiabilidad en redes de distribución eléctrica.	27
Figura 2.1. Sistema de distribución de energía eléctrica.	29
Figura 2.2 Sistema Radial	32
Figura 2.3 Sistema de Anillo	33
Figura 2.4 Sistema de Red Completa	33
Figura 2.5 Seguimiento de una interrupción.	37
Figura 2.6 Sistema de control en tiempo real	39
Figura 2.7 Estructura del sistema eléctrico nacional.	53
Figura 3.1 Elementos que conforman el concepto de calidad de potencia.	58
Figura 3.2 Problemas más comunes en la onda sinusoidal de tensión en el suministro eléctrico.	59
Figura 3.3 Óptimo socio-económico	69
Figura 3.4 Conexiones serie y paralelo	71
Figura 3.5 Cortes mínimos de un sistema simple.	73
Figura 4.1 Procedimiento para realizar un diseño idealizado.	81
Figura 5.1 Proceso de estimación de índices de confiabilidad.	89
Figura 5.2 Utilidades netas de la CFE, 2001-2005.	94
Figura 5.3 Centros importantes de consumo	95
Figura 5.4 Orden de la demanda	102
Figura 5.5 Crecimiento del consumo de energía	103
Figura 5.6 Crecimiento del consumo de energía	104
Figura 5.7 Imagen objetivo del programa de estimación de la confiabilidad de suministro en redes de distribución eléctrica.	113
Figura 5.8 Proceso básico del diseño.	114
Figura 5.9 Orden de las áreas cubiertas por los índices de disponibilidad de energía.	120
Figura 5.10 Áreas de la confiabilidad que es posible cubrir con los índices analizados.	121
Figura 5.11 Alcance y utilidad práctica de los esquemas regulatorios.	128
Figura 5. 12 Diagrama de Flujo Del Programa para la estimación de la confiabilidad en redes de distribución eléctrica en México.	129

Figura 5.13 Secuencia las actividades, para el desarrollo del programa.	132
Figura 5.14 Índices de disponibilidad basados en el cliente.	133
Figura 5.15 Índices de disponibilidad basados en el cliente.	134
Figura 5.16 Estimación de índices de confiabilidad orientados al cliente, incluyendo los costos involucrados.	135
Figura 5.17 Estimación de índices de confiabilidad orientados al sistema, incluyendo los costos involucrados.	135
Figura 5.18 Perfil y propósitos del Organismo Regulador.	137
Figura 5.19 Factibilidad Técnica del Diseño Idealizado.	139
Figura 5.20 Proceso de retroalimentación, entre los elementos del sistema.	157
Figura 5.21 Elementos del control del sistema.	159
Figura 6.1 Diagrama de Flujo Del Programa para la estimación de la confiabilidad en redes de distribución eléctrica en México.	166
Figura 6.2 Estimación de índices de confiabilidad orientados a los clientes y al sistema, incluyendo los costos involucrados.	170
Figura 6.3 Perfil y propósitos del Organismo Regulador.	171

Índice de tablas

Tabla 1.1 Elementos de la Estrategia de Trabajo de tesis.	13
Tabla 1.2 Agrupación de las causas y efectos de la problemática relacionada con la confiabilidad del servicio de distribución de energía eléctrica en México.	18
Tabla 1.3 Esquema de regulación monopólico tradicional	22
Tabla 2.1 Capacidad del sector eléctrico mexicano.	54
Tabla 3.1 Índices tensión y frecuencia CENACE	60
Tabla 5.1 Organismos reguladores del sector eléctrico mexicano.	92
Tabla 5.2. Evolución del gasto destinado a agua, electricidad, gas, entre otros combustibles.	101
Tabla 5.3 Estructura del diseño idealizado.	117
Tabla 5.4 Índices de disponibilidad de energía en redes eléctricas	119
Tabla 5.5 Valores límite permitidos para los índices de disponibilidad.	123
Tabla 5.6 Principales modelos regulatorios, orientados a la calidad de suministro de redes eléctricas.	125
Tabla 5.7 Alcance y utilidad práctica de los sistemas regulatorios.	127
Tabla 5.8 Programa de estimación de la confiabilidad de en redes de distribución eléctrica.	130
Tabla 5.9 Regulación..	143
Tabla 5.10 Recursos para los tres proyectos medición, regulación.	148
Tabla 5.11 Tamaño del sector a evaluar.	149
Tabla 5.12 Orden que deben seguir las actividades en cada uno de los proyectos.	151
Tabla 5.13 Recursos para los tres proyectos medición, regulación.	153
Tabla 5.14 Orden que deben seguir las actividades en cada uno de los proyectos.	154
Tabla 5.15 Orden que deben seguir las actividades en cada uno de los proyectos.	155
Tabla 5.16 Estimación de costos de las interrupciones.	156
Tabla 5.17 Obstrucciones presentes en la Estimación de costos de las interrupciones.	157
Tabla 5.18 Programa de estimación de la confiabilidad en redes eléctricas de distribución.	163

Resumen

En el presente trabajo se busca definir la estructura completa de un programa que permita la estimación de la confiabilidad en redes de distribución de energía eléctrica en México, con una orientación hacia si la calidad de servicio. La herramienta de la planeación empleada es la metodología de diseño idealizado de Russell Ackoff. Se desarrolla un diagnóstico de la problemática y se encuentra con cinco elementos interactuantes que la originan: las interrupciones de suministro eléctrico, el esquema de regulación del sector, los sistemas de estimación de la confiabilidad, los recursos financieros necesarios y el papel poco relevante del usuario del suministro. Para proponer un esquema de estimación se realiza un análisis comparativo de las técnicas existentes para la estimación de la confiabilidad de redes eléctricas de distribución, de las que se propone poner en práctica las más utilizadas; índices de disponibilidad de la energía.

Para poder proponer modificaciones al sistema regulatorio actual se realiza un análisis de los principales métodos regulatorios, para ubicar a los de mayor utilidad práctica y mayor alcance en su aplicación.

Así mismo, se lleva a cabo una revisión de las técnicas de evaluación de costos de los niveles de confiabilidad en distribución, en donde la recomendación encontrada es la técnica de encuestas al cliente, con el inconveniente de que es muy incipiente su desarrollo. El programa obtenido como resultado, define tres proyectos principales: regulación, medición - evaluación y financiamiento; especificado los recursos necesarios y la secuencia de actividades en cada uno de ellos, para que hacer posible la estimación de la confiabilidad en redes eléctricas de distribución en México.

Abstract

The present paper seeks to define a complete structure of a program that allows the estimation of reliability in distribution electricity networks in Mexico; it is oriented to the service quality. The planning tool used in this program is the Idealized Systems Design (ISD) by Russell Ackoff. A diagnosis of the problem is developed, and five elements that interact among each other that originate it are defined: the electricity supply interruptions, the sector regulating scheme, systems for estimating reliability, financial resources and the largely irrelevant role of the customer. To propose an estimation scheme was done a comparative analysis of existing techniques for estimating the reliability of distribution electricity networks, which intends to implement the most employed: the indexes of availability of energy. To propose changes to the current regulatory system a comparative analysis of the main regulatory methods was done, to identify the ones which are the most practical and the ones which are able to estimate most of the system. Likewise, a review of the technical evaluation of costs levels of the reliability in distribution was done, where the recommendation found is to apply surveys to the customer, but the disadvantage of this is that the kind of surveys needed have not been developed enough. The program obtained gives the following results: identifies three main projects: regulation, measurement - evaluation and financing; specifying the necessary resources, and gives the sequence of activities in each of them to make it possible to estimate the reliability in electrical distribution networks in Mexico.

Introducción

El sector eléctrico es un sector estratégico en cualquier economía. Actualmente es un servicio indispensable para llevar a cabo las actividades de la vida cotidiana. Desde los hogares hasta los más sofisticados centros de desarrollo científico y tecnológico, tienen como esencial fuente de energía a la electricidad para el desarrollo de sus actividades. Es por ello que es un sector en constante evolución, para adaptarse a las cambiantes demandas de la vida moderna. Las áreas de evolución que se requiere cubrir son diversas debido a la complejidad del propio sector, es técnica y tecnológicamente demandante. Por otro lado, al ser parte fundamental en la economía se han llevado a cabo muchas acciones encaminadas a hacerlo un servicio rentable; incorporando en él diferentes esquemas de operación.

Para la operación propia del sector eléctrico existen tres sectores intrínsecos: generación, transmisión y distribución, los cuales pueden operar en un monopolio, o bien como empresas independientes. Para uno y otro caso se han creado organismos que complementa esta operación, en primera instancia se crearon organismos reguladores para los monopolios. Otros sistemas han venido evolucionando hasta separar totalmente estas actividades y crear mercados eléctricos competitivos en el área de generación y distribución que por su naturaleza lo permiten así, surgieron figuras como empresas comercializadoras del servicio; que no intervienen en ninguno de los tres procesos técnicos, sino que únicamente se dedican a aspectos comerciales de la energía eléctrica.

De tal manera que producto de su evolución como sector; atendiendo las necesidades del suministro de electricidad a través de redes eléctricas de adaptarse a demandas cada vez más complejas, es que han surgido diferentes estándares de calidad para la prestación del servicio. Apoyados tales estándares en esquemas regulatorios establecidos para la operación de un mercado competitivo.

En este sentido se ha definido a la evaluación de la confiabilidad conocida también como fiabilidad, como uno de los indicadores más claros de calidad del suministro en redes eléctricas. Lo que evalúa la confiabilidad son las interrupciones del suministro. El área más problemática en su operatividad y por lo tanto con más interrupciones es la distribución, por ello se trabaja constantemente con metodologías para evaluar este nivel del servicio.

Una de las técnicas más comúnmente aceptadas para evaluar la confiabilidad de las redes eléctricas de distribución es la de índices de continuidad del suministro; que evalúan la frecuencia y duración de las interrupciones al cliente en periodos de un año. Sin embargo, requiere de análisis muy puntuales decidir mediante qué criterios se evaluará la confiabilidad en una red de distribución específica ya que no sólo se toman en cuenta características técnicas como tamaño y tipología de la red, también tiene mucho que ver el sistema regulatorio o la normatividad que rige a todo el sistema eléctrico.

El objetivo de este trabajo consiste en considerar a todos estos elementos y sus interrelaciones, en un análisis que permita diseñar una estructura, o bien como lo refiere el título de la tesis, un programa para llevar a cabo la estimación de la confiabilidad en redes eléctricas en México.

Las aportaciones de este trabajo son en el siguiente orden:

1. Diseñar un programa para llevar a cabo la estimación de la confiabilidad de redes eléctricas de distribución, para un sistema en condiciones muy elementales en dicha estimación.
2. Abordar el tratamiento de la confiabilidad en redes eléctricas de distribución con una técnica poco común en el área; el diseño idealizado.
3. Diagnosticar la problemática de estimación de la confiabilidad en redes eléctricas en el caso de México.
4. Documentar el tema de confiabilidad en redes eléctricas de distribución en sus principales aspectos técnicos, regulatorios o normativos y económicos.

En el primer capítulo de este trabajo se describe el problema que se pretende resolver, se presentan los objetivos y se hace una presentación general de la forma en que abordará el tema para alcanzar los objetivos. El siguiente capítulo presenta un panorama general de los sistemas eléctricos de distribución. El tercer capítulo describe las metodologías de estimación de la confiabilidad en redes eléctricas de distribución. El capítulo número cuatro documenta la metodología de la planeación que se empleó para el desarrollo del tema; el diseño idealizado. En el capítulo número cinco se desarrolla el programa propuesto de estimación de confiabilidad en redes de distribución eléctrica. Y en el capítulo final se presentan las conclusiones del desarrollo completo de este trabajo.

CAPITULO I

ANTECEDENTES

A la evaluación de los tiempos, tipos de interrupción y daños provocados se refiere la confiabilidad de suministro eléctrico. Desde 1960 se han realizado algunos pocos estudios para la determinación de la confiabilidad en transmisión y distribución eléctrica, dado que inicialmente este tipo de estudios se dedicaba básicamente a los procesos de generación. Algunos de dichos estudios han tenido poca aceptación debido a la complejidad en su aplicación. Entre los autores que han hecho más aportes para fundamentar la estimación de la confiabilidad en redes eléctricas se encuentra Billinton (1974), cuyos trabajos dieron las bases para los métodos que actualmente se emplean.

En los últimos años la importancia de la confiabilidad en distribución ha aumentado con los nuevos preceptos de desregulación en diversos países.¹ En 1990 el organismo IEEE (The Institute of Electrical and Electronics Engineers), publicó un trabajo (Application of Probabilistic Methods Subcommittee) que identifica índices predictivos de confiabilidad para la aplicación en planeación, diseño y operación de los sistemas eléctricos de potencia, mismo que son los que se emplean de base para definir actualmente la confiabilidad en los sistemas de distribución.²

Lo que en la actualidad se hace para evaluar la confiabilidad en redes de distribución eléctrica es que a partir de modelos de simulación estocástica y análisis probabilístico, se modela la red y se obtienen valores esperados del comportamiento de la misma. Estos modelos sirven para procesar las grandes cantidades de datos que describen el comportamiento de la red para la estimación

¹ Baeza G. Ricardo, Rodríguez P. José, Hernández S. Juan L. "Evaluación de la confiabilidad de Sistemas de Distribución Eléctrica en desregulación". Revista Facultad de ingeniería, U.T.A. (Chile), Vol. 11 No.1, 2003, pp. 33-39.

² García Martínez Manuel. "Teoría y técnicas para la evaluación de la confiabilidad de sistemas de distribución de energía eléctrica". (Tesis de Maestría en ingeniería) Universidad Nacional Autónoma de México 2006.

de índices de continuidad. A través de estos índices de continuidad se describe la confiabilidad de las redes para la compañía distribuidora, sus clientes o usuarios y para los reguladores, cuando estos existen. Además de que las compañías distribuidoras siempre estiman para operatividad las tasas de falla esperadas.

El problema para nuestro país es que en este tema se implementa únicamente lo mínimo necesario para la operatividad de las compañías distribuidoras, no se ha trabajado en desarrollar estructuras completas que permitan alcanzar niveles específicos del servicio. Este trabajo abarca únicamente uno de los elementos que haría falta atender en este sentido; la estimación de la confiabilidad, tratando de relacionar todos los elementos involucrados que afectan de forma significativa.

1.1 Planteamiento del problema

Al querer establecer el nivel de confiabilidad para las redes eléctricas de distribución en el país; con la intención de evaluar la calidad del servicio entregado a los consumidores finales, la única referencia clara con la que se cuenta es el valor de un indicador estimado por las propias compañías eléctricas, conocido como TIU (tiempo de interrupción al usuario), cuyo valor es fácilmente accesible en páginas de Internet de las compañías eléctricas; tal valor es un promedio general, sin especificar el tipo del cliente al que se refiere, se establece un número de minutos interrumpidos en el suministro eléctrico en promedio al año. No existe más información disponible para agentes externos a las compañías distribuidoras. En resumen el problema se puede puntualizar con los siguientes elementos:

- La compañía establece y mide sus índices de confiabilidad.
- No hay un agente que verifique los indicadores descritos por las compañías.
- La compañía hace referencia a todos sus clientes con un solo indicador.
- No se habla de la carga, es decir la energía que se pierde o se deja de suministrar.
- No se sabe la importancia de los momentos en el tiempo, en los que se interrumpió el suministro de la energía eléctrica, ni la importancia de la misma carga que se dejó de suministrar.

- Este tipo de información no es de importancia exclusivamente operativa, para justificar que solo las compañías eléctricas tengan conocimiento en de ella a nivel superficial o profundo.

Detrás de estas situaciones problemáticas hay causas conocidas importantes: se presenta diversos problemas al llevar a cabo la estimación de la confiabilidad de redes de distribución eléctrica, identificados en este trabajo en cinco aspectos principales: la fuente de los recursos financieros para llevarlo a cabo, el control normativo o regulación, las dificultades técnicas para documentar las interrupciones, los elevados requerimientos en las mediciones y el cada vez más decisivo papel del usuario.

En la práctica se enfrentan dos problemas principales en relación con los recursos financieros que se requieren para poner en práctica algún esquema de estimación de la confiabilidad, el primero es que no se contempla en el presupuesto para operación de las compañías y no se tiene definido a quien le correspondería aportar estos recursos; debido a que se le suele considerar a la confiabilidad orientada a la calidad del servicio un elemento más allá de la función operativa de las compañías, además los costos muchas veces superan los beneficios que se obtendrían con los proyectos, por lo que muchas técnicas se descartan.

Otro elemento del problema es la normatividad aplicable en el proceso, en el contexto actual no parece necesario llevar a cabo una estimación más completa de los niveles de confiabilidad en distribución; las compañías deciden bajo sus posibilidades que es lo que puede ofrecer y en esos términos estiman la confiabilidad en sus redes eléctricas, básicamente con fines operativos. No hay metas para un nivel de servicio específico que con el que el cliente esté más satisfecho, que a las compañías las colocaría en un mejor nivel de servicio, porque el cliente definitivamente no está en posibilidades de exigir, como usuario no tiene un organismo que lo respalde o que defienda sus intereses. Es decir, nadie puede hacer nada para modificar la confiabilidad del suministro eléctrico; entendida en este caso como la calidad de servicio, no está dentro de las prioridades de la compañía suministradora mejorar sus niveles de y no hay un árbitro que tenga poder de acción para mediar entre las compañías y los usuarios los aspectos concretamente expuestos en esta problemática.

Sin una normatividad que rijan de forma diferente los papeles de las compañías suministradoras y los usuarios, difícilmente se puede pensar en cambios

necesarios, para mejorar el nivel de servicio en suministro eléctrico para satisfacer de manera más eficiente al usuario.

Los métodos bajo los cuales se lleva a cabo la medición de la confiabilidad presentan resultados muy generales, en el caso de México la estimación de la confiabilidad de redes de distribución eléctrica se define principalmente por el tiempo de interrupción al usuario (TUI), de esta manera se dejan muchos aspectos fuera de la medición, como los ya mencionados momentos en que se producen las interrupciones y los tipos de carga a los que se atendía con esa energía que se deja se suministrar.

En cuanto a los aspectos técnicos, el seguimiento de las interrupciones presenta muchas dificultades para su monitoreo y seguimiento. Se requiere de sistemas de información muy robustos para mantener este aspecto bajo control; lo que significa que se mantiene un buen grado de conocimiento de las contingencias e interrupciones del sistema; producidas por fallas o lo que es lo mismo por diferentes formas de corto circuito en la red, imposibles de controlar por completo, cuando se tiene bien documentados estos eventos.

Incluso el papel del usuario es parte del problema, primero porque se requiere de la información de la afectación que las interrupciones del sistema provocan en él, y del nivel de satisfacción que el servicio representa; debido a que en zonas importantes del país los usuarios tienen un importante descontento con la calidad de servicio entregado y que no es muy tomado en cuenta. Y en segundo lugar porque los usuarios contribuyen de manera importante en la generación de interrupciones en el sistema.

1.2 Objetivos

Objetivo principal:

Llevar a cabo un ejercicio de diseño idealizado para formular una propuesta esquemática, es decir, la estructura de un programa orientado a una estimación de la confiabilidad en el servicio de la red eléctrica de distribución en México, tomando como base la revisión de la literatura acerca de diferentes esquemas de estimación cuantitativa de la confiabilidad.

Para alcanzar el objetivo final, es necesario alcanzar progresivamente los siguientes objetivos parciales:

- Diagnosticar la problemática en torno a la confiabilidad del servicio de distribución de energía eléctrica en México.
- Proponer un esquema de estimación cuantitativa de la confiabilidad.
- Desarrollar un Programa para al servicio de distribución de energía eléctrica en México, basado en la estimación de la confiabilidad.

Este trabajo de investigación toma como base para su desarrollo la información disponible en la literatura, que documentan por un lado trabajos enfocados a cubrir los aspectos técnicos para llevar a cabo la estimación de la confiabilidad en redes eléctricas de distribución, y por otro lado trabajos que se han desarrollado en torno a costos, a regulación y características de los sistemas eléctricos en los que si ha sido posible implantar este tipo de programas. Y revisar a la par todos los documentos a los que se tenga acceso para describir las condiciones reales en México en relación al tema.

Para alcanzar los objetivos planteados se tienen tres etapas principales de análisis y desarrollo.

- Diagnosticar la problemática en torno a la confiabilidad del servicio de distribución de energía eléctrica en México.

Se realizó una revisión de la literatura disponible para llevar a cabo este diagnóstico, empleando como herramienta de análisis el desarrollo de un Diagrama de Ishikawa.

- Proponer un esquema de estimación cuantitativa de la confiabilidad.

A partir de un análisis de las distintas técnicas que se emplean para la estimación de la confiabilidad de las redes de distribución de energía eléctrica en otros sistemas eléctricos diferentes al caso de México.

- Desarrollar un Programa para al servicio de distribución de energía eléctrica en México, basado en la estimación de la confiabilidad.

El diseño de este programa se llevó a cabo a través del desarrollo de la Metodología de Diseño Idealizado, desarrollada por Russell L. Ackoff.

1.3 Estrategia para llevar a cabo el diseño idealizado

El propósito de este trabajo es llevar a cabo un ejercicio de Diseño Idealizado para formular una propuesta esquemática, es decir, las bases de un programa orientado a una estimación de la confiabilidad en el servicio de la red eléctrica de distribución en México, orientado a la medición, evaluación y predicción de la misma.

Como primera actividad se desarrolló una revisión bibliográfica que permitió establecer la problemática a la que se enfrentan las compañías distribuidoras cuando se toca el tema de la confiabilidad del servicio, específicamente en el nivel de distribución eléctrica. La herramienta, que permitió establecer claramente la problemática, es un diagrama de Ishikawa; dado que se trata de un sistema que ya tiene una estructura previamente establecida. De la misma estructura es posible explicar ampliamente cada uno de los puntos analizados en la misma.

Una vez establecida la problemática existente es conveniente explicar en que consiste la metodología de Diseño Idealizado que se empleará para trabajar con la misma en búsqueda de una solución o por lo menos establecer los puntos más importantes y el sentido en el que es posible buscar mejoras a la confiabilidad del sistema eléctrico de distribución en nuestro país.

A continuación es posible desarrollar el diseño idealizado, lo que se facilita; ya que es una metodología estructurada, se siguieron todos los pasos de la metodología de Ackoff, respaldada por los apuntes de recopilación que han realizado los doctores Sánchez L. (2006), Sánchez G. (2003) y Zenón (2000), cada uno de manera independiente.

Vale la pena aclarar que para el desarrollo de está trabajo se tomaron en cuenta algunos datos de referencia de la compañía Luz y Fuerza del Centro, debido a que es la de menor tamaño pero gran complejidad, y severos problemas financieros; y otros de la Comisión Federal de Electricidad; porque es quien lleva la batuta en muchos de los temas relacionados al sector eléctrico en nuestro país, especificando en cada caso de que compañía se trate.

En la Tabla 1.1 se muestra una estructura más concreta de la estrategia que se siguió para llevar a cabo el diseño idealizado para la estimación de la confiabilidad en un sistema de redes eléctricas de distribución, con características particulares como el caso de México, dado que las dos compañías existentes son muy

CAPÍTULO 1 ANTECEDENTES

similares en sus políticas y operación, este diseño se realizará pensando en su aplicación en cualquiera de ellas.

	ACTIVIDADES	HERRAMIENTAS	RESULTADOS ESPERADOS	Aspectos importantes
1	Análisis bibliográfico	Ishikawa	Formulación y estructuración de la problemática	
2	Aplicación del Diseño Idealizado	Metodología D. I.	El diseño idealizado	
	Formulación de la misión: formulación de la problemática	La literatura	La misión	
	Análisis de la confiabilidad del sistema de distribución	Revisión de la Literatura	Descripción de cómo opera el sistema	Medición Evaluación Predicción
	Análisis del obstrucciones	Revisión de la Literatura	Identificar obstrucciones	
	Proyecciones de referencia	Revisión de la Literatura	Proyección del Futuro	
	Escenarios de referencia	Técnica Escenarios	Un escenario	
	Redactar la misión			
	Especificar las propiedades deseadas			
	Definir propiedades	Revisión del análisis de la problemática y la misión		
3	Discusión de resultados	Análisis comparativo		

Tabla 1.1 Elementos de la Estrategia de Trabajo de tesis (Elaboración propia)

La forma en la que concluye la tesis es con la elaboración de conclusiones generales y específicas con base en los resultados obtenidos.

1.4 Análisis del problema: Diagrama de Ishikawa

Para llevar a cabo este análisis se empleó la técnica de análisis causal o diagrama de Ishikawa, utilizado por primera vez en 1953 en Japón, desarrollado por el profesor Kaoru Ishikawa de la Universidad de Tokio. El diagrama de Ishikawa resulta adecuado para llevar a cabo un análisis cuando se aplica a un sistema de problemas claramente estructurado, en el que se tiene identificado un problema específico a resolver, que es el caso de este trabajo.

El problema identificado es que la estimación de la confiabilidad es muy limitada en la red eléctrica de distribución en México, en comparación con la serie de medidas que se llevan a cabo, para este fin, en otros países; que contribuyen de manera muy importante para entregar un suministro eléctrico de calidad para los usuarios o clientes del suministro de energía eléctrica.

La técnica consiste en colocar en un rectángulo el problema por analizar. Del lado superior se colocan las principales causas (entradas) y de manera similar, del lado inferior, los principales efectos (salidas) que derivan del problema. En una estructura muy similar a una espina de pescado; que sirve para identificar las causas mayores del problema o los principales elementos del problema, y da como resultado tener por niveles las causas y efectos del problema. La técnica puede desarrollarse utilizando tan solo la información correspondiente a las causas o los efectos.

La ventaja de esta técnica, importante en este caso, es que elimina el síndrome de la causa única con lo que produce un entendimiento uniforme del problema. Mientras que las limitantes que presenta son las de las cadenas causales: las causas son mutuamente excluyentes, no hay relación entre ellas y se mantiene un pensamiento determinista y mecánico.

La técnica se desarrolla a partir del criterio de que quien o quienes, la lleva a cabo se consideran un experto en el tema, respaldado por el dominio de una gran cantidad de información relacionada al tema en estudio. Para este trabajo esta condición se cumple con una amplia revisión de la literatura existente, por parte del realizador; relacionada con el tema de confiabilidad en redes eléctricas de distribución y de las condiciones en México para llevarla a cabo.

1.4.1 Procedimiento de aplicación

En las siguientes páginas se hace referencia al procedimiento empleado para el análisis de la problemática de la estimación cuantitativa de la confiabilidad en redes eléctricas en México.

1. Planteamiento del problema

El propósito de esta primera etapa es precisar el problema que se analiza. Mientras más se especifique, se cuantifique y se trate de minimizar la ambigüedad de si un elemento es causa o es efecto en el problema, mejor provecho se obtendrá del análisis. El planteamiento inicial es:

Limitada estimación de la confiabilidad del servicio en redes de distribución de energía eléctrica en México. Teniendo en cuenta que existe mucha teoría desarrollada para el tratamiento del tema.

Son tres los actores que pueden y deberían medir la confiabilidad del suministro de energía eléctrica, la compañía distribuidora, un organismo regulador e incluso el propio cliente, idealmente, debido a que están directamente involucrados en el problema o bien son los afectados por él. Ya existe la tecnología que hace posible saber cuantas veces se interrumpe el suministro de energía para un cliente; y documentar todos los aspectos relevantes de tal evento, con ello la distribuidora ya estaría estimando la confiabilidad en sus redes con gran exactitud, para cualquier propósito. Pero llevarlo a cabo es excesivamente costoso. En el caso de nuestro país la Comisión Reguladora de Energía (CRE), es el organismo que entre los reguladores existentes es el de facultades más concretas para llevar a cabo la evaluación de la calidad del servicio de suministro eléctrico; no ha encontrado el método más adecuado para evaluar la confiabilidad en el segmento de distribución.

Cabe mencionar que la CRE tiene muchas funciones como principal organismo regulador de energía del país, no sólo se ocupa del caso de la electricidad sino también del petróleo; por lo que probablemente no haya mucho interés en ser más cuidadosos con los aspectos relacionados a la calidad del suministro eléctrico en su totalidad, bajo el panorama monopólico actual.

2. Identificación de las posibles causas.

Se plantearon las siguientes causas, a partir de la exploración de la situación problemática, que ayuden a identificar todas las posibles causas del problema.

- 1 Desconocimiento del tiempo real de interrupción.
- 2 Los clientes no cuantifican sus pérdidas económicas y financieras.
- 3 Convenios entre compañía reguladora y suministradora mínimos.
- 4 Energía eléctrica pérdida no cuantificada.
- 5 El TIU es el único índice que evalúa confiabilidad.
- 6 Información estadística vaga, desde el punto de vista de un usuario o estudioso del tema, externo a las compañías distribuidoras.
- 7 Indicadores no estandarizados.
- 8 No hay flujo de información del cliente a la distribuidora.
- 9 Los elementos del sistema no están suficientemente documentados.
- 10 No existe un reglamento para evaluar la confiabilidad.
- 11 Imposible medir las pérdidas para cada cliente.
- 12 Pérdidas económicas no cuantificadas.
- 13 La mayoría de los clientes no reportan las interrupciones.
- 14 Indicadores no comparables con otras compañías.
- 15 Redes interconectadas muy grandes (5720558 usuarios representa la red de una de las empresas LyFC, con base en la página web oficial de la compañía).
- 16 Pérdidas financieras del cliente - no cuantificadas, no es posible encontrar estadísticas nacionales al respecto.
- 17 Pérdidas de la empresa estimadas en aproximaciones.
- 18 No se controlan las pérdidas.
- 19 Regulación incipiente en todo el sector eléctrico, con relación a la calidad del servicio entregado; el servicio prestado al cliente - usuario.
- 20 Recursos financieros limitados.

3. Agrupación de las causas y categorización.

Las posibles causas se agruparon, para facilitar la identificación de las causas mayores, o bien, las causas de mayor importancia en la limitada estimación cuantitativa de la confiabilidad en redes de distribución eléctrica.

Las categorías en las que se identificó a las causas mayores son: interrupciones, regulación y dinero; para los efectos: usuarios-clientes y medición. Esta identificación de causas mayores surgió de tratar de emplear la categorización propuesta en la técnica de Ishikawa; métodos, mano de obra, maquinaria y materiales, pero dado el problema del que se trata, no son los elementos más relevantes, fue posible identificar otros a partir del mismo análisis.

La Tabla 1.2 es el resultado de repetidos análisis, por lo que algunos de los enunciados, presentados en el punto número 2 de esta sección se han modificado o han dado como resultado otra redacción.

CAPÍTULO 1 ANTECEDENTES

CAUSAS			EFECTOS	
Interrupciones	Regulación	Dinero	Usuarios	Medición
El seguimiento de las interrupciones es insuficiente	Convenios entre compañía reguladora y suministradora mínimos	Red muy grande (5720558 usuarios, únicamente una compañía)	Los clientes no cuantifican sus pérdidas económicas y financieras	El TIU es el único índice que evalúa confiabilidad
Los elementos del sistema no están suficientemente documentados	No existe un reglamento para evaluar la confiabilidad	Pérdidas financieras del cliente- no cuantificadas	No hay flujo de información del cliente a la distribuidora	Desconocimiento del tiempo real de interrupción
Información estadística vaga	Regulación incipiente en todo el sector eléctrico, con relación a la calidad del servicio entregado; el servicio prestado al cliente - usuario.	Pérdidas de la empresa en aproximaciones	Muchos clientes no reportan las interrupciones	Energía eléctrica pérdida no cuantificada
		No se controlan las pérdidas		Indicadores no comparables con otras compañías
		Recursos limitados		Imposible medir las pérdidas para cada cliente
		Una empresa sin utilidades		Pérdidas económicas no cuantificadas

Tabla 1.2 Agrupación de las causas y efectos de la problemática relacionada con la confiabilidad del servicio de distribución de energía eléctrica en México (Elaboración propia)

4. Construcción del diagrama.

Finalmente, el resultado de la agrupación es la estructura del diagrama, donde las causas mayores agrupan jerárquicamente las causas menores y subcausas. Este diagrama se construyó también a partir de repetidas agrupaciones de las categorías desglosadas en la Tabla 2.1.

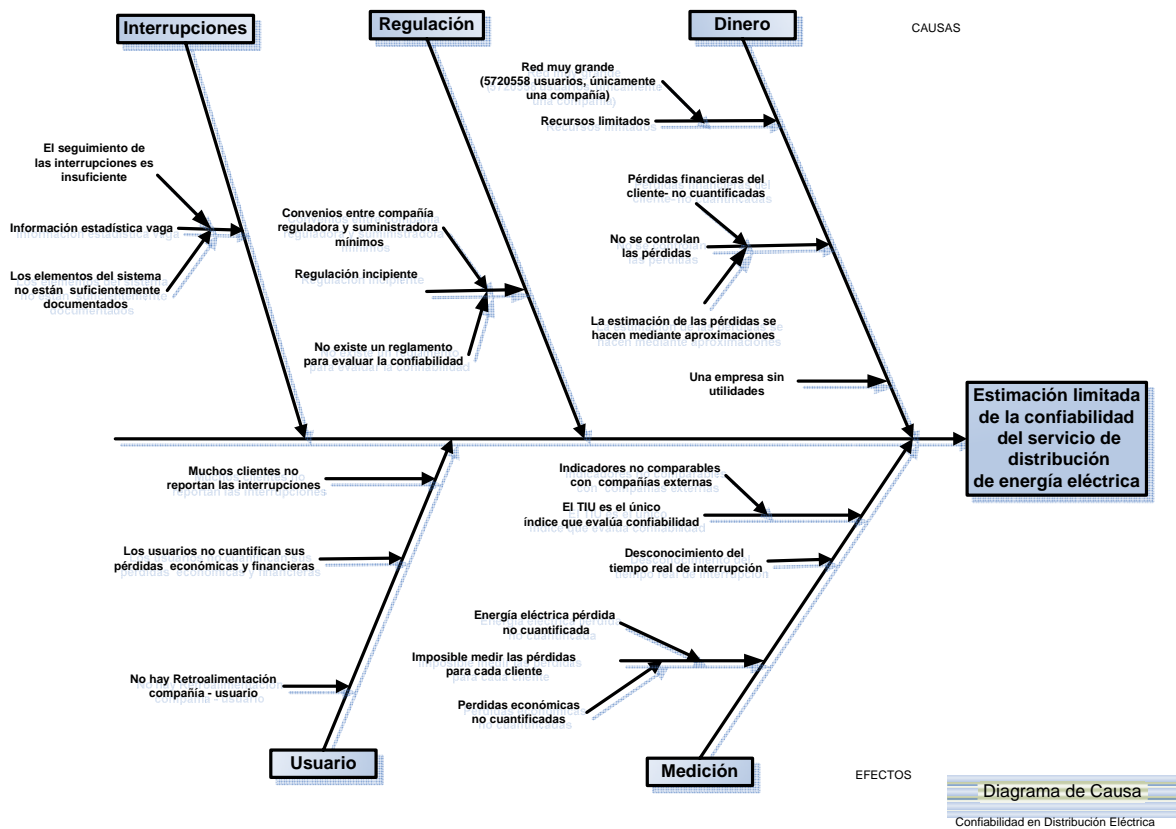


Figura 1.1 Diagrama causa-efecto de la problemática relacionada con la confiabilidad del servicio de distribución de energía eléctrica en México (Elaboración propia).

Descripción de las Causas-Efectos Mayores del Diagrama de Ishikawa

Para respaldar la problemática establecida mediante el diagrama de Ishikawa, se presenta a continuación el panorama correspondiente a cada una de las causas y efectos mayores representados en el diagrama, muchos de ellos son los planteamientos generales de otros autores, teoría de confiabilidad en distribución y datos relacionados al servicio de distribución de energía eléctrica en México.

INTERRUPCIONES

Las características que se mencionan a continuación son de gran utilidad para ejemplificar las dificultades técnicas que implica la medición de las interrupciones para la estimación de la confiabilidad del servicio.

La interrupción al cliente es determinada por dos aspectos básicos: tanto por los rangos de falla del equipo de la red como por las duraciones de las fallas, ambos valores varían en ciertos rangos. Incluso para el mismo equipo, como un cable, hay muchos tipos, tamaños y modelos; cada uno tiene su propia frecuencia de falla. Para diferentes años en equipo del mismo tipo, los rangos de falla varían.

A su vez la duración de las fallas depende de los procedimientos de operación de la red, la antigüedad del equipo, y del trabajo de mantenimiento. Además están relacionadas con el grado de automatización de la red de distribución. Por lo que, para un sistema de distribución en particular, es necesario emplear sus propios rangos de falla extraídos de sus registros de análisis de falla, cuando están disponibles.

Las interrupciones se producen de forma inevitable en el sistema, esta probabilidad se ve incrementada por muchos factores que pueden ser controlados o conocidos por las compañías distribuidoras, pero también por eventos extraordinarios producto del clima, de la sobrecarga del sistema, o por accidentes provocados por los usuarios. Contra tales eventos la mejor herramienta para un mejor conocimiento y control de la confiabilidad, es conocer y mantener registros del comportamiento del sistema y sus elementos a lo largo de varios años atrás, cosa que difícilmente se logra llevar a cabo con éxito. Se requiere de bases de datos muy grandes para documentar los eventos más importantes, o bien, para la posibilidad de medir en tiempo real cada evento. El problema con la primera opción es que se habla de bases de datos demasiado grandes y en el segundo caso implica costos demasiado elevados que no están en proporción con los beneficios que se obtendrían.

REGULACIÓN

Panorama General

Parte del problema lo comprende la carencia de reglamentación, que establezca criterios y rangos que deban cumplirse, así como la delimitación de responsabilidades.

Los términos bajo los cuales se plantean en la actualidad la reglamentación del servicio de distribución eléctrica en relación a la confiabilidad, parte de la siguiente consideración: “Las fluctuaciones de voltaje son imputables a algunos tipos de carga (usuarios), mientras que los cortes de suministro son problemas asociados a la red”. Es decir, los criterios que se plantean son bastante generales, se ha hecho poco para delimitar los derechos y obligaciones del cliente dada su condición de usuario; y en relación a la compañía distribuidora, se han establecido algunos criterios para regular su operatividad, pero están más relacionados solo aspectos técnicos que con otras características de la prestación del servicio.

Mientras que en el medio internacional los temas que se discuten en muchos documentos relacionados con el tema de regulación y confiabilidad del servicio de distribución es que los actuales sistemas de distribución de energía eléctrica están sujetos a cambios importantes particularmente iniciados por los requerimientos impuestos por la liberación de los mercados de energía eléctrica. En respuesta a estas necesidades el CEER / WGQES (Council of European Energy Regulators / Working Group on Quality of Electricity Supply: Concilio de Reguladores de Energía Europeos / Grupo de Trabajo en Calidad de Suministro Eléctrico, 2001) ha definido la reglamentación de la calidad del suministro eléctrico en tres aspectos fundamentales:

- Calidad comercial o calidad de servicio: concerniente a la calidad de las relaciones entre un suministrador y un usuario,
- Continuidad de suministro: caracterizada por el número y duración de las interrupciones, en un sentido más amplio se puede entender también como confiabilidad.
- Calidad del voltaje: siendo los parámetros la frecuencia, magnitud, forma y simetría de la onda.

Los temas relacionados a la estimación de la confiabilidad del servicio en la red de distribución pertenecen al área de Continuidad de suministro.

Problemática de la regulación tradicional

Por otro lado en la Tabla 1.3, se describe un sistema de regulación tradicional para un sistema monopólico.

Regulación Tradicional: se regula mediante una remuneración basada en costos reconocidos	Recursos: proviene de la remuneración de las inversiones globales por el servicio ofrecido a pesar de no haber un reconocimiento explícito de las inversiones en calidad.	Subsidios
	Ventajas: permite que el servicio de distribución de energía eléctrica se desarrolle en un entorno estable, tanto para la Distribuidora que tiene garantizada su remuneración, como para el cliente que tiene unas tarifas relativamente estables.	Monopolio con un grado de autonomía
	Desventajas: no incentiva la eficiencia de las inversiones por, lo que las redes tienden a estar sobredimensionadas y ser poco eficientes.	Empresas no rentables (Particularidad en México)

Tabla 1.3 Esquema de regulación monopólico tradicional. Elaboración propia basada en River (1999).

En base a River (1999), las principales características económicas de un sistema regulado tradicionalmente pueden con facilidad hacer caer a las empresas en el caso que en los últimos años se ha señalado para México; sus empresas eléctricas están siendo empresas no rentables, lo que implica que si no cuentan con recursos suficientes para la operación con mayor dificultad los tendrán para invertir en proyectos referentes a la calidad del servicio.

DINERO (Recursos Financieros)

Empresa Distribuidora:

Rivier (1999) hace los siguientes señalamientos: el costo de la obtención de un determinado nivel de calidad no está claro, las Distribuidoras saben lo que les cuesta suministrar la electricidad con el nivel actual de calidad, pero no saben cuánto les costaría incrementar esa calidad, y mucho menos trazar una curva completa costo-beneficio. Ni siquiera es posible separar completamente las inversiones destinadas a mejorar la calidad del suministro: el suministro de electricidad y su calidad no son productos separados, y una inversión en infraestructura para el suministro de electricidad se convierte automáticamente en inversión en calidad.

La función de costo de la falta de calidad para los usuarios (CAL), también es desconocida. No hay ningún método directo para conocer el perjuicio que está causando la falta de calidad. Se han hecho muchos estudios con diferentes enfoques, pero la dificultad radica en que es muy difícil llegar a saber qué costos indirectos aparecen detrás de un apagón (pérdidas de alimentos congelados, saqueos, disturbios, entre otros). Ni siquiera los costos directos son fáciles de determinar, ya que el suministro de electricidad es también un suministro de comodidad cuya ausencia es difícil de valorar.

Subsidios y aprovechamientos en México

Según la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), en la Exposición de Motivos del Decreto de Presupuesto 2002, las tarifas de servicio público de electricidad sólo permiten cubrir los costos variables y una parte de la inversión. La diferencia es cubierta por un subsidio. Los principales beneficiarios de este subsidio son para los usuarios de los sectores residencial y agrícola; el precio promedio que pagan sólo alcanza a cubrir 42 y 29% de los costos respectivos. En cambio, el precio que paga el resto de los usuarios representa 93% del costo. Se estima que en el año 2002, los subsidios ascendieron a 39 347 millones de pesos, lo cual representa alrededor de 3 934 millones de dólares. La repartición entre los usuarios no es equitativa, y esto se debe a los criterios de asignación.

De acuerdo con esta perspectiva, los subsidios están socavando la viabilidad financiera del subsector. La metodología utilizada por la CFE para evaluar los

proyectos de impacto diferido en el registro del gasto (Pidiregas³) implica que los precios teóricos de transferencia entre generación y transmisión no incluyen los subsidios al consumidor final; éstos se concentran en el segmento de distribución.

Por lo tanto, los subsidios se pueden financiar mediante Pidiregas de los proyectos de generación y transmisión, pues resultan autofinanciables, pero no de los de distribución. Éstos tienen que financiarse entonces con recursos propios de la entidad. En suma, las tarifas cobradas a los usuarios permiten cubrir los costos operativos y una parte de la inversión (los de generación y transmisión), pero no la totalidad de la expansión del sistema (distribución).

A partir de los estados financieros de la CFE, del análisis del estado de resultados se desprende que si la CFE no pagara aprovechamientos ni recibiera transferencias por subsidios, habría tenido utilidades antes de pagar el impuesto sobre la renta (ISR) por alrededor de 44 000 millones de pesos corrientes en los últimos 6 años (1995-2000). Independientemente del esquema de operación, la CFE es una de las pocas empresas de electricidad en América Latina que genera utilidades.⁴

USUARIO

Para el usuario o cliente una interrupción de suministro eléctrico tiene un costo monetario, la estimación de estas pérdidas son llamadas costo de interrupción al cliente. Estos gastos o costos de interrupción pueden representarse de dos maneras, en valor monetario:

- Como una utilidad (perdida) – suministro ininterrumpido.
- Las molestias experimentadas – en el momento que ocurre la falla.

³ Pidiregas: mecanismo de financiamiento privado para la ejecución de proyectos detonados por el sector público (Proyectos de Impacto Diferido en el Registro del Gasto). Se originan en el marco de las reformas a la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público y a la Ley de Deuda Pública que aprobó en diciembre de 1996 el Honorable Congreso de la Unión (México). Dichas disposiciones legales establecen que únicamente podrán realizarse, con esa modalidad, inversiones que tengan una rentabilidad demostrada, ya que de esa manera se garantiza que las obligaciones contraídas durante el periodo de gestación y construcción de los proyectos tengan asegurado en grado razonable su pago pleno y puntual, por efecto del flujo futuro de ingresos que generen por la venta de los bienes y servicios resultantes. Las inversiones financiadas se concentraron, principalmente, en las empresas y organismos públicos del sector energético. Fuente: www.shcp.gob.mx/docs/cp97/polgas.htm/

⁴ Suárez Villaseñor Josué H., Pierdant Rodríguez Alberto I., "México: Eficiencia y rentabilidad del sector eléctrico", Política y Cultura, primavera, número 017, Universidad Autónoma Metropolitana – Xochimilco Distrito Federal, México 2002, pp. 117-142.

La molestia y el daño sufrido por el cliente implican tres períodos. El primer período es inmediatamente después de la interrupción de potencia. Los usuarios tienen que tomar las acciones necesarias para prevenir cualquier daño posible en todo tipo de actividades, como producción, ventas, trabajo en oficinas, y el entretenimiento. El segundo período es durante el cual no hay producción, ventas, trabajo en oficinas ni entretenimiento. En este período el costo de interrupción del usuario es proporcional a la duración de falla de potencia. El tercer período es después de la restauración de la energía cuando los usuarios toman medidas para reasumir la producción normal, el trabajo y la vida cotidiana. Aunque el segundo y tercer períodos sean cortos, las acciones que los usuarios han tomado requieren un gran esfuerzo. En términos de valor monetario, es alto durante un período corto de tiempo. Por lo tanto, el costo de interrupción de cliente depende de la duración de la falla en la potencia. Para fallas de duración más corta, es más alto el costo de interrupción del cliente por hora, se sabe que las fallas de potencia momentáneas tienen el costo de interrupción más alto por hora, con base en Rong-Liang, Kim y Roy (1995).

Una estimación de pérdidas económicas por parte del cliente es posible llevarla a cabo únicamente en el caso de que su nivel de consumo sea alto, lo que facilita que cuente con los medios que le permitan conocer las cantidades de energía que consume continuamente. De tener todos los usuarios una idea clara de la importancia de este suministro para sí mismo estaría en mejor posición de decidir que le conviene más, exigir un nivel de calidad más alto o pagar tarifas bajas.

MEDICIÓN

Como producto de una auditoría practicada en el año 2005 y publicada en 2007 la Auditoría Superior de la Federación (ASF), concluyó en su Informe del resultado de la revisión y fiscalización de la cuenta pública 2005, del órgano fiscalizador del Congreso, que la CFE no evaluó de manera sistemática los resultados anuales de la calidad en la entrega del fluido eléctrico, la continuidad del servicio, y la productividad y competitividad en el proceso de transmisión y transformación de energía eléctrica respecto de parámetros de empresas de clase mundial.⁵

Por su parte la CFE argumentó que en 1998 realizó estudios comparativos de indicadores de confiabilidad de la red eléctrica y continuidad en el servicio de transmisión contra empresas eléctricas de clase mundial. En este análisis se

⁵ Rodríguez J. Israel, Carece CFE de parámetros para autoevaluarse: Auditoría Superior, 2007.

concluyó que el proceso de transmisión y transformación de la CFE era competitivo a nivel mundial en sus indicadores técnicos de desempeño.

Es costoso y complicado evaluar procesos de las dimensiones de los que lleva a cabo la CFE, por ello es comprensible que no lo haga, con la regularidad que sería deseable, pero si hablamos de medir la calidad de uno de sus sectores más accidentado y saturado que es la distribución, es decir el contacto con final al usuario, se convierte en una tarea muy demandante en recursos; que aún no se ha podido definir de donde debieran salir esos recursos tanto técnicos, y principalmente económicos.

Por otro lado las técnicas analíticas requeridas para la evaluación de fiabilidad de una red de distribución eléctrica radial de media tensión (EDN) están muy desarrolladas. En nuestro país también se han desarrollado un número significativo de trabajos que abordan la teoría que cubre estas herramientas de medición, como ejemplo García M. 2006. Además existe el antecedente de que la CFE mantiene contacto con las instituciones que le facilitan el desarrollo y aplicación de nuevas tecnologías o procesos; ellos son El Instituto Politécnico Nacional o la Universidad Nacional Autónoma de México, entre otros.

Además se ha dejado de lado la calidad del servicio al cliente, no se presta mucha atención a las inconformidades de muchos clientes residenciales y a algunos de los sectores comercial o industrial de baja escala. Como tampoco se ha puesto atención a la evaluación del desempeño de las compañías.

5. Determinación de las causas con mayor impacto o mayor probabilidad.

No se encontró en este análisis que una sola causa sea la de mayor impacto: las interrupciones son la base del problema, pero difícilmente habría soluciones importantes si se deja de lado una buena estructura regulatoria orientada a la calidad que entre otros aspectos evalué la confiabilidad del servicio entregado en redes eléctricas de distribución. Es indispensable establecer fuentes de recursos financieros para llevar a la práctica cualquier medida.

Diagnóstico de la problemática en torno a la estimación de la confiabilidad del servicio de distribución de energía eléctrica en México

Con base en el desarrollo del Diagrama de Ishikawa podemos resumir cinco elementos interdependientes que dan forma a la problemática:

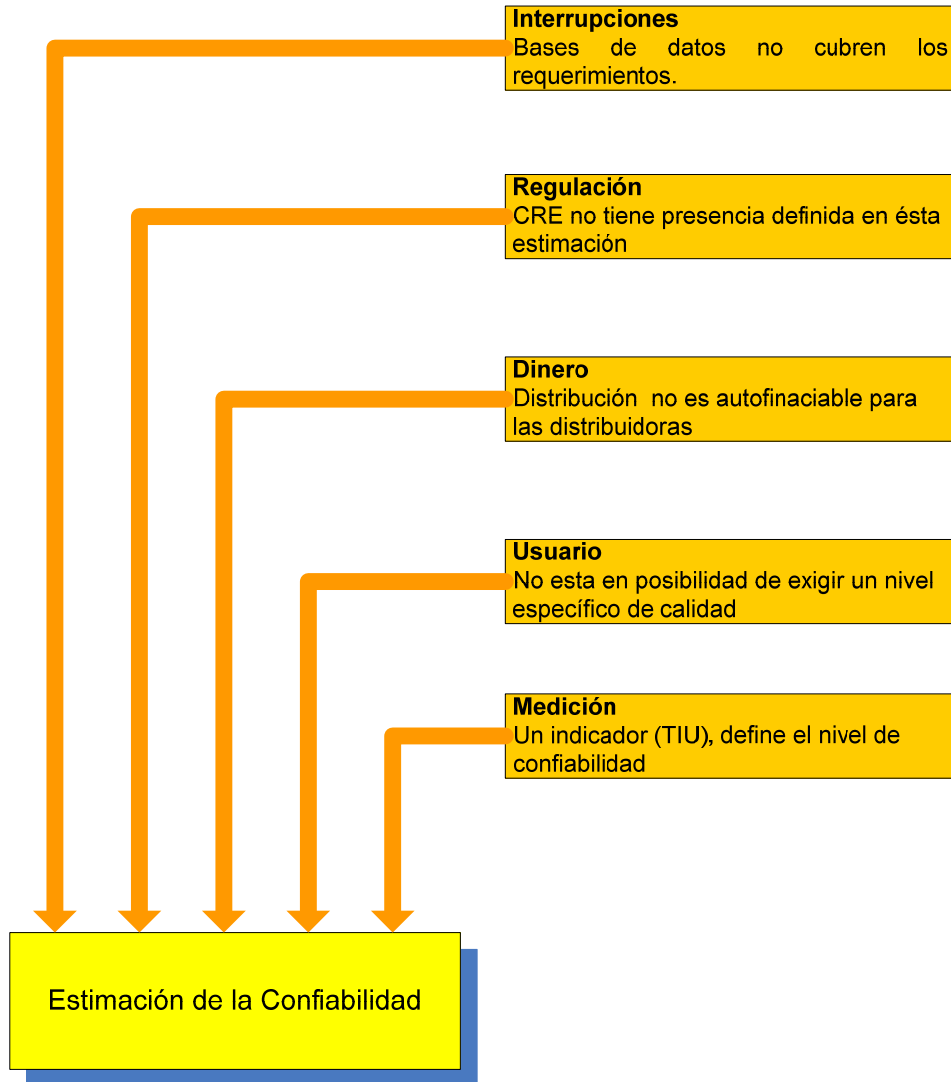


Figura 1.2 Principales variables que afectan la estimación de la confiabilidad en redes de distribución eléctrica.
Elaboración propia.

Las dificultades que se dan en el área de cada una de estas cinco variables en estudio dificultan de manera importante la estimación de la confiabilidad en redes eléctricas de distribución, como se ejemplifica en la Figura 1.2, y se detalla a continuación:

- **Interrupciones**
Requieren de bases de datos robustas par su estudio, tratamiento y seguimiento estadístico particulares. Con las que escasamente se cuenta.
- **Regulación**
CRE no tiene inferencia en el establecimiento de tarifas, lo que significa que su presencia es bastante limitada en relación al desempeño de las compañías y el servicio que prestan.
Sus funciones son muy generales; no es fácil definir su papel en un tema como éste, estimación de la confiabilidad en las redes eléctricas de distribución.
- **Dinero**
Distribución depende totalmente de la distribuidora-subsidios, como segmento no es autofinanciable para las distribuidoras.
- **Usuario**
No esta en posibilidad de exigir un nivel específico de calidad; no se le considera como un cliente con derechos, sino simplemente un usuario de un servicio subsidiado.
- **Medición**
Un indicador particular (TIU), define el nivel de confiabilidad; describe la duración de las interrupciones, pero no se conocen otros detalles como la frecuencia de las mismas, la importancia de la carga que se interrumpió, etc.

CAPITULO II

CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En los últimos años ha aumentado la necesidad de implementar mejoras tecnológicas en la etapa de distribución de energía eléctrica (más que en las etapas de generación o transmisión), y establecer mecanismos para regularlo, ya que su nivel de confiabilidad se traducirá en la calidad del servicio al usuario final.

La demanda de calidad en el suministro de la energía eléctrica ha cambiado en una proporción similar al cambio que ha tenido la tecnología. Añadiendo a demás la característica de que dicho sector se ve fuertemente afectado por las nuevas políticas de mercados eléctricos que se han generado en distintos países, las cuales en México alcanzan a ejercer cierto grado de presión hacia la privatización del sector. Las interrupciones del servicio representan enormes pérdidas económicas; para la empresa suministradora y para el usuario. Se ha puntualizado entonces la tendencia de regular esta actividad; lo que significa aplicar normatividades muy completas que mantenga el suministro dentro de límites de operación bien definidos. Justamente a la evaluación de los tiempos, tipos de interrupción y daños provocados se refiere la confiabilidad de suministro eléctrico.

Los sistemas eléctricos de potencia tienen como finalidad suministrar energía eléctrica a todos los clientes conectados a sus redes. Para ello, genera esa energía en sus centrales de generación de energía eléctrica, la transporta y distribuye hasta todos los clientes mediante redes de cable que los conectan a esas centrales. Estos sistemas son extensos y complejos lo que ha llevado a dividirlos para su análisis de confiabilidad. Las tres partes del sistema, generación, transporte y distribución se agrupan en tres niveles jerárquicos. Para la parte de la red de distribución de más alta tensión explotada de forma mallada (malla de reparto o subtransmisión) suele integrarse al el nivel de transmisión. El resto de la red se explota de forma radial, lo que hace que las dos redes se comuniquen a través de un único punto de transferencia de energía. Este hecho permite estudiar

la fiabilidad de la red de distribución radial separada del resto del sistema eléctrico de potencia.

2.1 Distribución

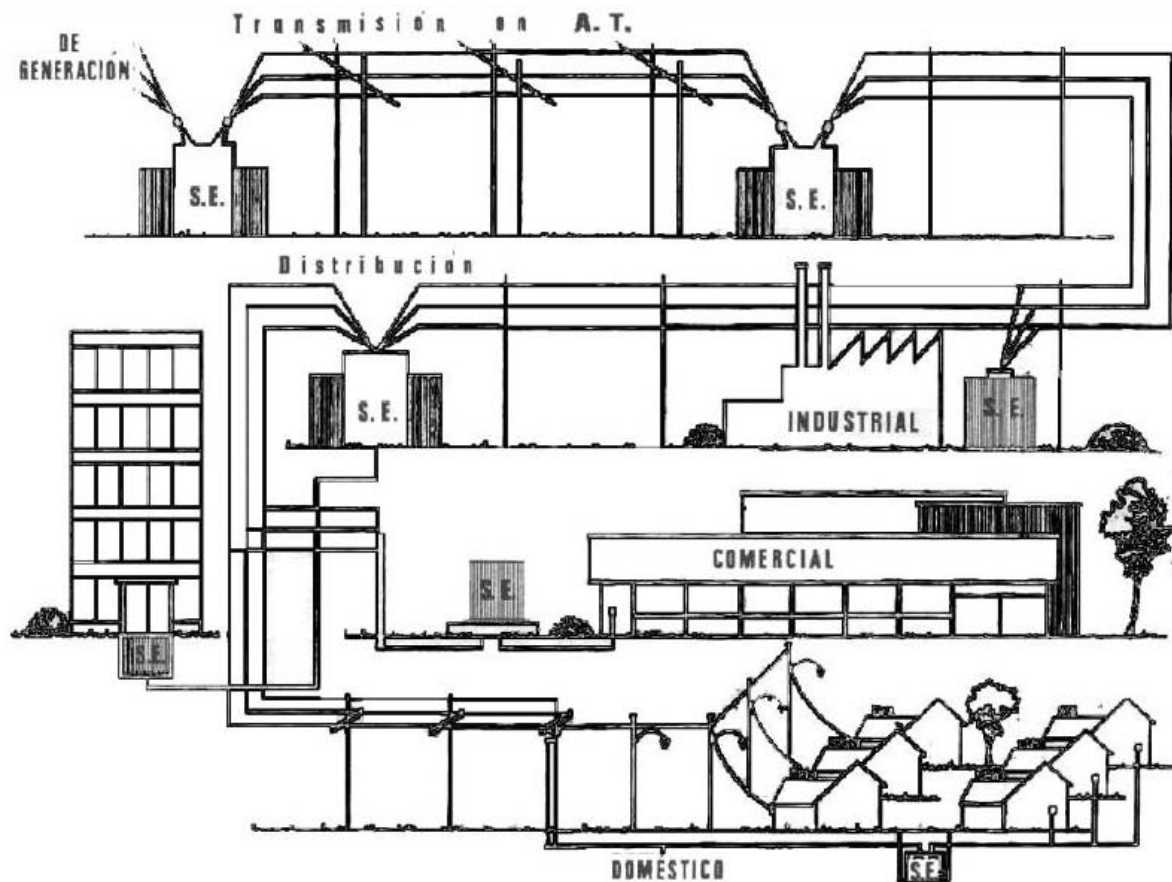


Figura 2.1. Sistema de distribución de energía eléctrica.

Fuente: Espinosa y Lara Roberto 1990.

Los sistemas de distribución entregan electricidad proveniente de los sistemas de potencia en bloque a los sistemas de venta al cliente o usuario final. Para hacer esto posible las subestaciones de distribución reciben la energía eléctrica en alta tensión de las líneas de subtransmisión y reducen la tensión mediante transformadores, como lo muestra la figura 2.1. Estos transformadores suministran al sistema de distribución primaria; compuesto por una gran cantidad de

alimentadores de distribución. Los alimentadores consisten de una rama principal de tres fases o líneas, dos fases y una fase laterales, interconexiones de alimentadores y transformadores de distribución. Los transformadores permiten la disminución de la tensión a niveles de utilización y suministro de la red secundaria. Visto con mayor detalle, las subestaciones tienen una serie de “salidas”, siendo cada una de ellas el principio de una red de distribución radial, denominada alimentador. Un alimentador es por tanto una red de distribución radial, que empieza en una subestación. Todo alimentador está formado por tramos de línea que conectan entre sí todas las cargas atendidas por él. Estos tramos de línea están compuestos a su vez por numerosos elementos: aisladores, conductores, postes de sujeción, etc. Que hacen que existan muchos tipos de tramos. La característica que los hace más diferentes es que sean subterráneos o aéreos. Los tramos subterráneos o cables son mucho más caros pero mucho más confiables que los tramos aéreos o líneas. Para cualquiera de los casos se emplean dos niveles de distribución de la energía eléctrica:

Distribución Primaria. Los sistemas de distribución primaria consisten de alimentadores que entregan la electricidad a transformadores de distribución y la reciben de subestaciones de distribución. Un alimentador empieza con un alimentador con un breaker o seccionador en la subestación de distribución

Distribución Secundaria. Los sistemas secundarios conectan a los transformadores de distribución con las acometidas que dan servicio a los clientes. Esta actividad puede ser extremadamente simple; tomar de la red la acometida que lleva la energía al cliente, y extremadamente complejo, como una red secundaria completa.

2.1.1 Modelos de Redes

El funcionamiento y las características de los sistemas de distribución dependen del tipo de red, su ubicación y los aspectos espaciales y geográficos, lo cual impactará en el área y la cantidad de usuarios (densidad) que se pretende cubrir.

Existen diferentes configuraciones para un sistema de distribución para su funcionamiento, y se mencionan a continuación:

1. Sistema de distribución tipo Radial:

El más sencillo, consiste en un simple nodo de oferta, el cual es conectado a diferentes nodos de distribución donde la energía eléctrica es demandada (ver

Figura 2.2). Bajo este esquema, es fácil identificar los costos y la confiabilidad de ofrecer la energía en cada nodo. En este sistema de distribución si la capacidad de una línea falla, la oferta de los otros nodos no se afectará.

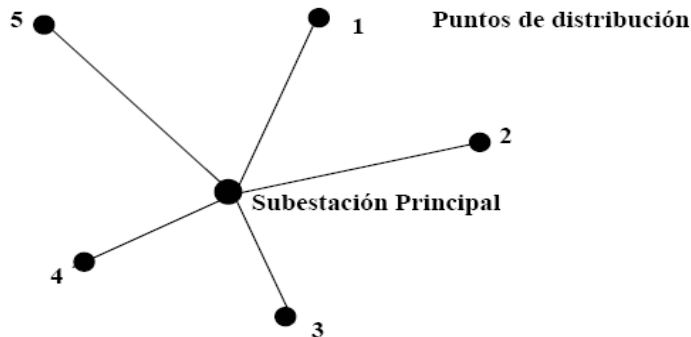


Figura 2.2 Sistema Radial

Fuente: Burns y Weyman-Jones (1996)

2. Sistema de distribución tipo Anillo:

Se caracteriza por ofrecer fuentes alternativas de oferta de energía a un nodo particular (ver Figura3). Bajo este esquema cada nodo es conectado a la subestación por al menos dos fuentes y no a una única fuente como en el sistema radial. Como lo indican Burns y Weyman-Jones (1996) este sistema interconectado minimiza el riesgo de interrupción en la oferta de energía. En efecto, bajo los sistemas radiales, si la demanda excede el límite máximo de una línea de energía, la oferta será interrumpida; mientras que en un sistema de anillo, si alguna línea esta operando por debajo de su capacidad, la energía fluirá en otra dirección.

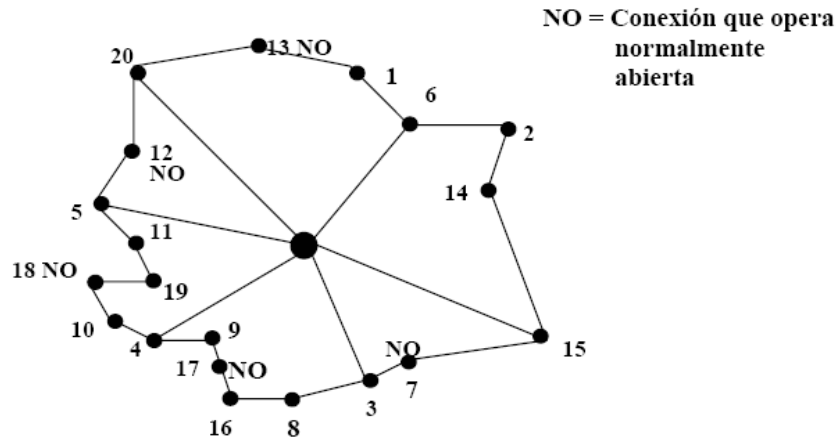


Figura 2.3 Sistema de Anillo
Fuente: Burns y Weyman-Jones (1996)

3. Sistema distribución de Red Completa:

En él se entrelazan las redes de alto voltaje y los sistemas de bajo voltaje (ver Figura 4). En los dos sistemas de Anillo, que se forman para formar el sistema de red completa, es más difícil atribuir los costos totales del sistema a un nodo particular, lo cual a su vez dificulta el traslado de los costos de distribución a las tarifas de los usuarios finales, pero en donde se mejora enormemente la confiabilidad del suministro.

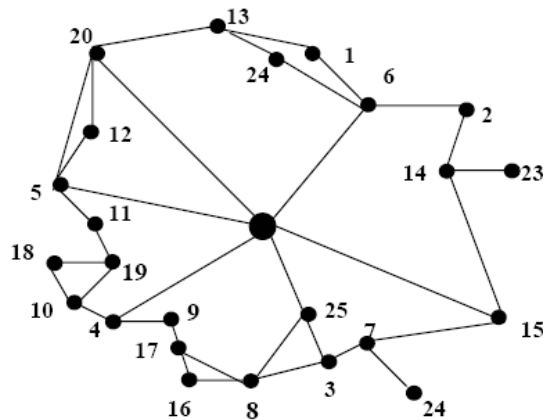


Figura 2.4 Sistema de Red Completa
Fuente: Burns y Weyman-Jones (1996)

Con base en la descripción anterior, se pueden identificar varios de los factores que afectan el crecimiento y confiabilidad de las redes y por lo tanto sus costos e

insumos involucrados en la tecnología de operación. La parte de la red de distribución de más alta tensión es la que tiene una estructura de forma mallada (red de reparto o subtransmisión), mientras que el resto de la red se estructura de forma radial. Este hecho es el que permite estudiar la confiabilidad de la red eléctrica de distribución separada del resto del sistema eléctrico de potencia.

Existen dos tipos de redes de distribución principalmente; el sistema europeo y el norteamericano, se diferencian en la capacidad de los equipos, niveles de tensión entregada y número de clientes atendido en cada punto. En cada uno de ellos se reconocen ventajas y desventajas, desde el punto de vista operativo, relacionadas con el nivel de confiabilidad que cada uno de ellos es capaz de entregar a sus clientes. Dado que dichas características dependen de la estructura de la red, no es necesario profundizar en las similitudes que estos sistemas tienen con el caso de México, pero se encuentran a consideración en el Anexo 1, para cualquier aclaración.

2.2 Confiabilidad

La idea intuitiva de confiabilidad de un sistema o un equipo de cualquier naturaleza se relaciona con su habilidad de realizar una tarea específica. También se le denomina fiabilidad y puede expresarse por una gran variedad de índices, dependiendo de los objetivos que se persigan con la evaluación.¹ El término confiabilidad o fiabilidad, en distribución eléctrica es definida por IEEE (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos) como la capacidad del sistema para cumplir sin fallas su función dentro de un período especificado.²

La forma de evaluar la confiabilidad en las redes de distribución de energía eléctrica es midiendo la cantidad de carga que se dejó de suministrar, a cuantos clientes se interrumpió el servicio, cuantas veces y por cuanto tiempo, a lo largo de un año de operación. El objetivo de dicha evaluación es determinar índices que reflejen la calidad de servicio que presta un sistema de suministro eléctrico para el consumidor, usuario o bien cliente.

¹ Díaz Vera Juan pablo "Evaluación de la confiabilidad en el marco reestructurado de los sistemas eléctricos competitivos". (Tesis, Escuela de Ingeniería), Pontificia Universidad Católica, Santiago de Chile 2000

² Beza G. Ricardo, Rodríguez P. José, Hernández S. Juan L. "Evaluación de la confiabilidad de Sistemas de Distribución Eléctrica en desregulación". Revista Facultad de ingeniería, U.T.A. (Chile), Vol. 11 No.1, 2003, pp. 33-39.

En las empresas eléctricas los departamentos de planeación de distribución tienen concentrados históricos en cuestiones de capacidad, enfocándose en el diseño del suministro al cliente en la demanda pico dentro de las tolerancias aceptables de voltaje sin violar las especificaciones del equipo. La capacidad planeada casi siempre se estima con herramientas analíticas rigurosas como modelos de flujo de potencia. Aunque la confiabilidad es considerada importante, ha sido secundaria y la atención generalmente es dirigida al incremento de capacidad y a los lazos de alimentación para que las cargas puedan ser restablecidas después de que ocurre una falla.

Aunque la planeación de la capacidad es importante, está constituye solamente la mitad del problema. Un sistema de distribución diseñado puramente por capacidad (y mínimos estándares de seguridad) abarca entre el 40 o 50% de los costos generales de diseño. Este sistema mínimo no tiene switcheo -sistemas de apertura y cierre de circuitos, sistemas de fusibles, ni capacidad extra, ni protección contra descargas eléctricas. Los elementos de la red y el hardware son tan baratos como sea posible y la protección de los alimentadores se limita a fusibles en la subestación. Ningún dinero gastado más allá de tal “capacidad mínima de diseño” es gastado para mejorar la confiabilidad. esta perspectiva, cerca del 50% de los costos de un sistema de distribución son para confiabilidad y 50% para capacidad. Invertir en confiabilidad de distribución tan eficientemente como en capacidad, debe ser la transición de la planeación de capacidad para integrar la planeación en capacidad y confiabilidad. En esta área se deben llevar un seguimiento de la confiabilidad en datos históricos, emplear modelos predictivos de confiabilidad, sistemas de ingeniería para especificar los objetivos de confiabilidad y optimizar gastos basado en costos por razones de beneficios por confiabilidad.³

El impacto de los sistemas de confiabilidad en los clientes es aún más profundo probablemente que los costos implicados. Para un cliente residencial con 90 minutos de interrupción de energía por año, entre 70 y 80 minutos serán atribuibles a problemas ocurridos en el sistema de distribución. Debido en gran medida a la naturaleza radial de la mayoría de los sistemas de distribución, el gran número de componentes involucrados, la escasez de los dispositivos de protección, el switcheo de seccionamiento y la proximidad de los sistemas de distribución para el usuario final. Es por ello que la evaluación de confiabilidad de redes eléctricas de distribución es una práctica normal en un número de países como Canadá, EE. UU, Australia y Gran Bretaña.

³ Richard E. Brown, “Electric Power Distribution Reliability”, New York: M. Dekker, c2002.

2.2.1 Definiciones clave relacionadas con la confiabilidad en distribución

Contingencia. Un evento inesperado como una falla o un circuito abierto. En otras palabras, una contingencia es un evento inesperado.

Circuito Abierto. Es un punto en un circuito que ha interrumpido el flujo de la corriente de carga. Un ejemplo de un circuito abierto es un falso contacto en un circuito interruptor.

Falla. Es un corto circuito. Las fallas son causadas por rompimiento de los dieléctricos del sistema de aislamiento y pueden ser clasificadas como de auto-libramiento, temporales y permanentes. Una falla se auto-libra sin ninguna intervención externa (por ejemplo una falla ocurrida en una red secundaria, persiste hasta que se quema o desaparece lo que la provocó). Una falla temporal es un corto circuito que será eliminado o librado desenergizando y reenergizando la red. Una falla permanente es un corto circuito que persistirá hasta que sea reparada por intervención humana.

Salida de servicio- interrupciones. Ocurre cuando una pieza o equipo es desenergizado. Una salida de servicio programada es avisada al cliente. Una interrupción no programada es el resultado de una contingencia.

Interrupción Momentánea. Ocurre cuando un cliente es desenergizado por unos cuantos minutos. La mayoría de las interrupciones momentáneas resultan de recierres o swicheo automático. Múltiples recierres de operación resultan en múltiples interrupciones momentáneas.

Evento con interrupción momentánea. Consiste en una o más interrupciones momentáneas en un intervalo de varios minutos.

Interrupción sostenida. Ocurre cuando un cliente es desenergizado por más de unos cuantos minutos. La mayoría de las interrupciones sostenidas son el resultado de circuitos abiertos y fallas.

2.2.2 Seguimiento de la interrupción

El proceso que se sigue para atender las interrupciones en el tema de confiabilidad es diferente en cada país. En México se lleva a cabo mediante el sistema Outage Management System (OMS, por sus siglas en inglés). El proceso se ejemplifica en la Figura 2.5.

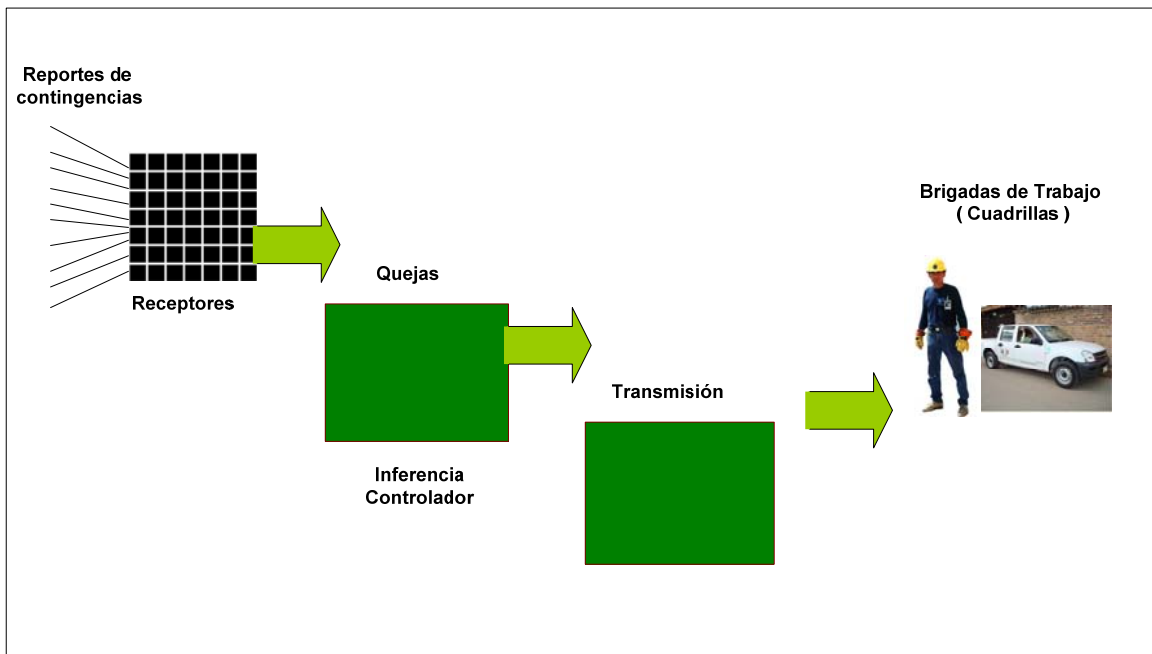


Figura 2.5 Seguimiento de una interrupción.
Elaboración propia

El control en tiempo real y la operación de los sistemas de distribución lo realizan los operadores ubicados en los centros de distribución. A cada operador (también llamado despachador) se le asigna una región para monitorear y coordinar. Durante sus turnos, vigilan continuamente la información SCADA (Control Supervisorio y Adquisición de Datos), así como la de alimentación y los dispositivos de alarma; interruptores operados (el equipo de contingencia). La elevación de temperatura o presión interna de los transformadores de potencia. Cuando se producen una interrupción la información de clientes interrumpidos se almacenada en un sistema de valoración de contingencias.

El sistema SCADA de distribución permite supervisar los parámetros de la red en los equipos de seccionamiento automático telecontrolados, así como realizar operaciones de cierre y apertura, integrado con componentes electrónicos que permiten transmitir la información requerida de la red e implementar la acción local y remota. Esto se realiza con una unidad terminal remota que es una interfaz entre el equipo y el medio de comunicación, ya sea por data-radio, módem celular, radio troncalizado, hilo piloto, satélite o fibra óptica; actualmente se utiliza radio con 900

MHz. Con base en “Elementos de la confiabilidad del Sistema de Distribución de Energía Eléctrica en la zona metropolitana de la ciudad de México”.

Al ocurrir una falla, los operadores del sistema correspondiente realizan esfuerzos de reconfiguración para restablecer el servicio a la mayor cantidad de clientes que sea posible sin violar las especificaciones del equipo. Algunos de los equipos que son controlados por SCADA pueden ser teledirigidos, mientras que las cuadrillas de trabajo se emplean para operar los otros dispositivos.

Las cuadrillas son grupos de trabajadores especialmente capacitados para trabajar en cualquiera de los sistemas generales aéreos (linieros) o subterráneo (reparar cable subterráneo). Ellos están de base fuera del centro de servicio regional que sirve como centro base para camionetas y equipo. Las cuadrillas son responsables de la localización de las fallas, operación de las acciones de cierre y apertura de circuitos, la reparación de equipo dañado, mantenimiento de rutina y la construcción de nuevas instalaciones.

Un escenario común se produce después de que un operador recibe llamadas de contingencias de los clientes con servicio interrumpido. Primero el operador identifica el circuito asociado a estos clientes y despacha a una cuadrilla para la localizar la falla. Cuando la falla es ubicada, la cuadrilla informa y espera más instrucciones. Típicamente, el operador de la cuadrilla aísla la falla operando los interruptores de desconexión. La cuadrilla también pueden recibir instrucciones para cerrar interruptores y restaurar clientes adicionales antes de comenzar las reparaciones. Después de que la conmutación se logra, la cuadrilla repara los equipos dañados y, cuando haya terminado, el sistema regresa a su estado previo al fallo.

2.2.3 Sistemas de Monitoreo



Figura 2.6 Sistema de control en tiempo real

Fuente: Centro Nacional de Control de Energía Octubre 2002

La Figura 2.6 muestra con mucha claridad los procesos que se lleva a cabo de manera simultánea para mantener el sistema de distribución en estudio de manera permanente, para mantener bajo control y presente el flujo de la energía en todo momento, además de controlar las fallas producidas y las contingencias que conllevan. Intervienen diferentes áreas de control y adquisición de datos, monitoreo de reserva y pronósticos de carga esperada.

Algunos de los datos generados en este sistema de control son los que dan lugar a los registros históricos que realiza toda compañía suministradora de energía eléctrica. Esos mismos datos se procesan mediante los métodos de evaluación de la confiabilidad que se describen en el capítulo de Métricas de confiabilidad. A partir de los resultados de dichos modelos matemáticos se generan los

indicadores, comprensibles para cualquier persona experta o no en el tema, que son los llamados índices de comportamiento del sistema o métricas de confiabilidad.

2.2.4 Factores que interviene en la evaluación de la confiabilidad

La confiabilidad del sistema de distribución está influenciada principalmente por los siguientes factores:

- La calidad de la tensión y la corriente,
- Los niveles de corriente de falla,
- La coordinación de los dispositivos de protección y
- La calidad de los diferentes elementos que componen la red de distribución.

Estos cuatro factores están relacionados. Por ejemplo, la tendencia de establecer niveles más altos de tensión de distribución, dictada básicamente por consideraciones económicas, puede resultar en circuitos más largos de distribución, teniendo cada circuito que servir un gran número de clientes. Esto resultaría en una exposición aún mayor de circuitos de distribución del tipo radial, contribuyendo así a una degradación localizada de la confiabilidad del sistema. Para facilitar tal balance, algunas empresas emplean un método de evaluación de la confiabilidad que modela el sistema de distribución radial y estima los índices de frecuencia y duración de las fallas con base estos cuatro factores.

Tales análisis deben ser desarrollados para incorporar explícitamente los costos de la interrupción al cliente. De esta forma, la frecuencia y la duración de la interrupción al cliente sería estimada para cada alternativa y el costo correspondiente de todas las interrupciones por año también sería estimado.

Hay ejemplos genéricos de los problemas de confiabilidad en sistemas de distribución en los cuales la información sobre los costos de las interrupciones al cliente pueden ser utilizada explícitamente para dar soporte a la toma de decisiones relacionadas con las configuraciones del sistema y su monitoreo:

- Revisión y ajuste de las protecciones.
- Actualización del sistema de distribución.
- Proyectos y configuración de nuevas instalaciones.
- Poda técnica de árboles.
- Mantenimiento con técnica de línea viva o energizada.
- Instalación de cables subterráneos.

- Cambio de cable aéreo desnudo por cable cubierto o de aislamiento reducido.
- Automatización del sistema de distribución.
- Nivel apropiado de confiabilidad en diferentes alimentadores.

Las herramientas de evaluación han evolucionado bastante la última década, esencialmente los programas computacionales, especialmente modelos estocásticos utilizados por ellos. Ya es posible evaluar los índices económicos y los no económicos con una buena precisión para sistemas de gran tamaño, utilizando principalmente técnicas de simulación Montecarlo pseudo-cronológica. Se han desarrollado además algoritmos para la evaluación integrada de las consecuencias estáticas y dinámicas de las suspensiones o interrupciones del servicio. En Brasil (a través de la Escuela Federal de Ingeniería de Itajubá, CEPEL, entre otras instituciones) y en Canadá (a través de la Universidad de Saskatchewan, BC Hydro, Ontario Hydro, etc.) han desarrollado modelos, metodologías y algoritmos para la evaluación de la confiabilidad en sistemas de distribución y sus implicaciones económicas en el mejoramiento de los equipos involucrados.

Consecuentemente, ya es posible la inclusión del valor de la confiabilidad como uno de los parámetros en cualquier evaluación del costo/beneficio en proyectos de suministro eléctrico.

Demanda

Las demandas son otro aspecto que hay que modelar en las redes de distribución. En una primera aproximación se propone tomar únicamente una demanda constante calculada como la potencia instalada por un factor de demanda. Sin embargo puede haber generación dispersa en las redes de distribución, como la cogeneración, que podrían alterar la demanda.

Curvas de carga o de demanda

Las curvas de carga muestran las expectativas de carga de un cliente a través de un período de tiempo. Cada punto en la curva se deriva de tomar en cuenta las demandas simultáneas medidas de un gran número de clientes y divididas entre la suma del número de clientes muestreados. Ningún cliente tiene un comportamiento real de carga similar a estas curvas de carga, pero el concepto es útil para modelar el sistema de cargas de demanda esperado.

La curva de carga impacta a la confiabilidad del sistema de distribución porque determina cuando y como se alcanzará la carga pico o máxima. Para la que el sistema debe estar preparado y evitar problemas en los niveles de tensión entregados o bien de interrupciones de suministro.

Carga atendida

No es difícil aceptar el principio de que el grado de continuidad de suministro debe ser función del tipo, importancia y características específicas de la carga servida. Para poder definir o fijar los grados de continuidad requeridos en términos globales del sistema y que puedan ser comparados con los índices obtenidos en diversos sistemas de distribución, es necesario establecerlos por bloques de consumidores que representen las diversas zonas atendidas. La adopción de estos índices de referencia permiten el análisis crítico comparativo entre la situación real de operación de un sistema de distribución y sus índices establecidos o bien con los de otros sistemas similares.

Existen varios criterios para el establecimiento de estos grados de continuidad, mismos que dependerán de las políticas de diseño, servicio y operación de la empresa. A continuación, y a manera de ejemplo, se presenta uno de estos criterios, normalizado ya por grandes empresas de distribución de Latinoamérica. Los grados de continuidad se establecieron dentro de una escala de 1 a 4, siendo el valor más bajo o deficiente el grado 4; límite inferior mínimo que debe cumplirse.

En la clasificación que a continuación se presenta las zonas fueron divididas en seis tipos diferentes. Los parámetros utilizados para la clasificación reflejan más la energía requerida o suministrada en esta zona que la confiabilidad requerida; sin embargo, esto es justificable, dada la correlación que existe entre las grandes concentraciones de carga y sus necesidades de alto grado de continuidad.

Zona tipo A

Son zonas que se caracterizan básicamente por tener un mínimo de consumidores mayor a 50 000, o un consumo de carga industrial superior a los 100,000 MWh/año, otras características típicas encontradas en estas zonas son:

- Alta densidad demográfica 2000 hab/km².
- Área urbana > 100 km²
- Crecimiento vertical acentuado.)

- Densidades de carga $> 1.5 \text{ MVA/km}^2$.
- Grandes centros comerciales o industrias importantes

Los sistemas eléctricos de alimentación presentan normalmente las siguientes características:

Alimentación a las redes de distribución desde tres o más subestaciones de potencia localizadas en la misma zona. La alimentación de estas subestaciones desde líneas de transmisión o cables de potencia (85 6 230 kV) interconectados y que permiten soportar una o más contingencias.

Zona tipo B

Estas zonas se caracterizan por tener un número de consumidores entre 15,000 y 50,000 o un consumo de carga industrial entre 25,000 MWh/año y 100,000 MWh/año.

Otras características encontradas en estas zonas son:

- Densidad demográfica (ente 1500 a 2000 hab/ km^2)
- Área urbana entre 40 a 100 km
- Inicio de crecimiento vertical, es decir, edificios de más de cinco niveles.
- Construcción de algunos centros comerciales o industriales.

Los sistemas eléctricos de alimentación presentan normalmente las siguientes características:

Alimentación a la red de distribución por dos o más subestaciones localizadas en la misma zona. Suministro a éstas subestaciones por líneas o cables de potencia interconectados y con posibilidad de admitir una contingencia.

Zona tipo C

Son zonas que se caracterizan por tener un número de consumidores ente 5,000 a 15,000; un consumo industrial entre 10,000 a 25,000 MWh/año.

Otras características típicas son:

- Baja densidad demográfica (de 1000 a 1 500 hab / km^2)
- Área urbana entre 10 y 40 km^2

Los sistemas eléctricos presentan las siguientes características:

Alimentación desde una subestación de potencia localizada en la misma zona de carga. Alimentación a las subestaciones sin recursos para soportar contingencias.

Zona tipo D

Estas se caracterizan por tener entre 1000 y 5000 consumidores industriales, o un consumo industrial entre 2,500 a 10,000 MWh/año.

Otras características típicas son:

- Baja densidad demográfica (entre 1 000 a 1 500 hab/km²)
- Área urbana entre 3 a 10 km²

Los sistemas eléctricos presentan las siguientes características:

Alimentación desde subestaciones de potencia no siempre localizadas en la misma zona de carga. Alimentación a estas subestaciones sin recursos para absorber contingencias.

Zona tipo E

Son zonas que se caracterizan básicamente por tener un número de consumidores comprendidos entre 200 y 1 000, y además:

- Baja densidad urbana (entre 500 a 1 000 hab/km²).
- Área urbana entre 1 a 3 km².

Las características de alimentación son:

Suministro a través de subestaciones no localizadas en la misma zona de carga a distancias a veces mayores de 10 km, sin recursos para absorber contingencias.

Zona tipo F

Zonas rurales que se caracterizan por tener menos de 200 consumidores. Baja densidad demográfica (menor a 500 hab/km²) y área urbana desarrollada inferior a

1 km². La alimentación se efectúa por una sola subestación alejada de la zona de carga de hasta 20 km; sin posibilidad de soportar contingencias.

2.3 Evaluación de los costos de las interrupciones de suministro de energía eléctrica

Los principales métodos utilizados para determinar los costos de las interrupciones tienen una clasificación en función de la forma como ocurren las suspensiones del suministro de energía, ya sea de forma imprevista los que se denominarán costos de las interrupciones no programadas o de forma notificada previamente los cuales se denominarán costos de interrupciones programadas.

2.3.1 Métodos para determinar los costos de las interrupciones

Existe gran variedad de métodos para evaluar los costos de las interrupciones del servicio de energía eléctrica, pero en general estos pueden ser agrupados en tres categorías:

- 1 Métodos indirectos.
- 2 Evaluación directa de las interrupciones.
- 3 Encuesta directa con los clientes.

Métodos indirectos. (Con base en López G). Los métodos indirectos utilizan informaciones macroeconómicas normalmente disponibles como producción total, energía consumida, utilización de la mano de obra, elasticidad y variabilidad del precio, entre otros. Se han estudiado correlaciones entre estas variables para medir el impacto de la falta de energía eléctrica como producto interno bruto en los diversos sectores. Igualmente se utilizan matrices de insumo-producto y regresiones econométricas. Se observa que estos métodos dan resultados satisfactorios cuando el enfoque es a largo plazo, por ejemplo, cuando se desea determinar el costo del déficit energético por limitación del suministro en un sector más amplio de la cobertura de la empresa.

El costo del déficit es determinado por las interrupciones de larga duración que impactan a sectores grandes de consumo y ocasionadas por las insuficiencias energéticas o las indisponibilidades de capacidad instaladas en el sistema. Este costo es utilizado para los estudios de planeamiento. El costo de la interrupción, a

su vez, es utilizado para la operación del sistema y para la expansión de la capacidad instalada de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Las principales desventajas de los métodos indirectos son:

- Se aplican en la determinación de los costos de déficit en lugar de los costos de las interrupciones.
- No tienen en consideración la duración de la interrupción y el horario de inicio de la ocurrencia.
- Las matrices insumo–producto están normalmente muy desfasadas en relación con el año base de estudio y no son muy aplicables al contexto regional.

Los métodos indirectos son más aplicados a los sectores industrial y comercial. Para el sector residencial el valor de los costos se relacionan con la posición de la familia, o sea, en cuanto más claro sea para el cliente el uso de la energía mayor será el costo de la interrupción. La principal ventaja de estos métodos es que los resultados son obtenidos rápidamente con bajo costo de implementación.

Evaluación directa de las interrupciones. La evaluación directa de las interrupciones es también un método que permite la cuantificación de los costos reales de las interrupciones visto desde el cliente ó colocado frente al problema, el cual puede responder con mayor precisión sobre los daños causados. Se pueden evaluar los costos directos como consecuencia inmediata de las suspensiones y los costos indirectos como aquellos derivados por la falta de la energía eléctrica. Se consideran los costos del impacto de las suspensiones en cada sector de acuerdo con la utilización de la energía, asociado a eventos específicos.

En muchos análisis financieros y económicos para evaluar los perjuicios al cliente final por la no disponibilidad del servicio, se tiene en cuenta el costo de la energía no suministrada como un valor de reposición o de indemnización por los daños causados. En los análisis del costo de las interrupciones se consideran valores que pueden variar desde 10 hasta 115 veces el costo de la tarifa que paga el cliente por kWh dependiendo del sector afectado.

Encuesta directa con los clientes. La encuesta directa con los clientes es el método más adecuado para determinar el costo de las interrupciones. En la medida que las encuestas sean realizadas en el momento inmediatamente posterior a una interrupción, las respuestas tienden a ser más reales y tienden a aproximarse a una mejor evaluación posterior al paro. Los costos de las

interrupciones varían significativamente durante el período de un año o de un día, con frecuencias y duraciones de las interrupciones entre diferentes clientes, lo mismo que cuando son los pertenecientes a un mismo grupo.

Técnicas más empleadas en la evaluación de la información de encuestas

1. Costos Directos: Los costos directos son solicitados al cliente para establecer una relación directa entre la falta de la energía y los daños causados en la producción, la pérdida de las ventas en el comercio, la compra de elementos sustitutos, entre otros. Estos daños son valorados en términos monetarios de tal forma que son obtenidos directamente de los valores asociados a cada kWh interrumpido. Este tipo de tratamiento es bastante interesante en los segmentos donde las pérdidas son más tangibles y de fácil cuantificación como en los sectores industriales. Este método tiene algunas limitaciones para el sector comercial y no es aplicable completamente para el caso residencial.

2. Costos Indirectos: En los costos indirectos se usa el principio económico de la sustitución. El valor del producto substituido o del servicio prestado es una medida del valor del producto original. Esto es particularmente útil cuando los impactos sociales son menos tangibles de contribuir grandemente durante la interrupción como es el caso del sector residencial. El costo de las acciones preparatorias para el evento de pérdida de energía eléctrica puede ser un buen indicador del costo de la interrupción o el costo que el cliente quiere evitar.

3. Evaluación de las contingencias: En la evaluación de la contingencia se trata de obtener una percepción del cliente frente a las contingencias del sistema eléctrico. Esta percepción es normalmente medida en términos de la confiabilidad del sistema, por ejemplo, cual es la necesidad real del cliente en disminuir al máximo el número de interrupciones en su sistema eléctrico, o de otro modo cual es su disposición en tomar las medidas para minimizar este efecto. Como siempre es necesario extraer un valor monetario para medir esta percepción y para esto, existen técnicas bastantes difundidas como la “Disposición a Pagar la Alta Confiabilidad” y la “Disposición a Aceptar la Baja Confiabilidad”.

2.3.2 Principales resultados

Los costos directos e indirectos poseen una correlación significativa, si el cliente decide esperar que ocurran los daños que puedan ser causados por las fallas del suministro (costos directos) o si realizó gastos o modificó sus patrones de

comportamiento a fin de prevenir las interrupciones (costos indirectos). Ninguno de los dos costos puede estar aislado de contribuir al costo total de la interrupción.

Los costos estimados pueden ser evaluados en tres formas: el costo por interrupción, el costo normalizado por consumo anual de energía y el costo normalizado por pico de carga anual. El objetivo primario en la determinación de los costos de las interrupciones es establecer las relaciones entre los costos y los niveles de confiabilidad.

La normalización de los costos de las interrupciones es realizada porque es una componente que puede afectar significativamente el costo total y que puede afectar drásticamente el valor medio del costo y porque los costos medios no son apropiados para el planeamiento de las empresas de servicios. Esto porque la mayoría de los criterios de planeamiento y los cálculos asociados están basados en la demanda, en el consumo ó en ambos. El cociente entre el costo total y el consumo total suministra el costo normalizado por cliente (\$/kWh). El costo normalizado por demanda es obtenido a partir del costo normalizado de acuerdo con el tipo de cliente (residencial, comercial, industrial).

Aplicaciones de los costos de la interrupción

Las aplicaciones derivadas de los costos de las interrupciones no son solamente de interés para el organismo regulador sino también para todos los agentes involucrados en las actividades relacionadas con el sector eléctrico, empresas de generación, transmisión, distribución y comercialización y los mismos clientes finales, entre otros. La etapa de planeación en los sistemas de distribución es una de las actividades que debe considerar los costos de la interrupción, el cual debe tener diferentes horizontes de tiempo o etapas, como por ejemplo, el planeamiento de la expansión, la operación y el mantenimiento de las redes de distribución, las actividades de monitoreo en tiempo real, el análisis de desempeño de los sistemas, el análisis operativo, entre otros.

Las técnicas eficientes de planeamiento son aquellas que utilizan, por ejemplo, el concepto de costo mínimo, y que ha sido discutida más intensamente en la última década. El planeamiento de costo mínimo ó mínimo costo, está siendo utilizado por algunas empresas a nivel mundial. Se trata de minimizar los costos totales asociados a diferentes alternativas, en donde las labores de expansión ó de operación, significa minimizar los costos de investigación, operación, mantenimiento y de la interrupción. De esta forma, existe un potencial inmenso para aplicaciones de confiabilidad principalmente a través de índices que expresen

los costos de interrupciones en los sistemas de distribución y aún en estos sistemas asociados a un sistema de transmisión integrado.

Es importante dedicar esfuerzos al sector de distribución, para mejorar su operatividad en todos los aspectos, dado que el nivel de pérdidas técnicas aumenta conforme el voltaje disminuye, la mayor proporción de pérdidas en la cadena generador/cliente ocurre en la red de distribución.

2.4 Regulación de la calidad de suministro

La actividad de red, o simplemente actividad de distribución, se considera un monopolio natural y por tanto se controla fuertemente mediante esquemas de limitación de precios o de ingresos. La calidad del suministro; el aspecto técnico de la calidad, depende en gran medida de las inversiones y las prácticas de operación y mantenimiento llevadas a cabo por las Distribuidoras. Específicamente en el caso de existir clientes cautivos que no puedan elegir Comercializadora, podría contemplarse implantar cierto control, es decir, se considera necesario regular la calidad del suministro.

La regulación en los servicios de energía eléctrica, es el control de precios impuestos por una empresa a sus clientes mediante un organismo regulador. Dicha actividad implica, identificar y conceder una ganancia adecuada, mientras se intenta introducir mejoras en la eficiencia de la empresa mediante algún mecanismo de incentivos. Por lo tanto una buena regulación debe controlar los ingresos de las Distribuidoras de forma que cubran costos eficientes de inversión y operación y mantenimiento de las redes de distribución. También debe incentivar la reducción de las pérdidas y controlar el nivel de calidad del suministro.

La regulación de la calidad del suministro debe enfocarse en los parámetros que son importantes para los clientes y al mismo tiempo deben ser los que las compañías puedan controlar. De forma que se alcance un óptimo socioeconómico. La regulación también tiene que ser factible, es decir, el nivel de desempeño tiene que poderse medir por parte del regulador. Generalmente la regulación de la calidad se considera a partir de los tres aspectos:

- la continuidad del suministro,
- la calidad de la tensión y
- las relaciones comerciales entre la compañía y el cliente.

Estas regulaciones contienen generalmente objetivos para mejorar la eficiencia, disminuir los costos y reducir tarifas. El nivel suficiente de calidad se obtiene a través de las inversiones necesarias en la red. El regulador primero tiene que determinar el nivel deseado del desempeño de la calidad y de esta forma dar a las compañías incentivos para invertir y alcanzar este nivel.

Un sistema regulatorio suelen implantarse en periodos plurianuales, con una revisión anual que permite ajustar la evolución de la remuneración a las variaciones del mercado servido, el incremento del coste de la vida (IPC) y a las mejoras de eficiencia de las Distribuidoras. Este esquema suele denominarse del tipo (IPC-X), donde X es el término que traslada parte de las mejoras de eficiencia obtenidas a los clientes.

El organismo regulador fija la remuneración global de las Distribuidoras a lo largo de un periodo plurianual, de forma que cualquier reducción de los costes y mejora en la eficiencia de las Distribuidoras se traduzca en beneficios directos para ellas. De esta forma se consigue incentivar la eficiencia económica y la reducción de costes. El problema asociado con este planteamiento es que estos incentivos para reducir los costes pueden llevar a posponer inversiones y descuidar la operación y el mantenimiento de las redes. Así mismo se consigue obtener beneficios a corto plazo pero con los consiguientes riesgos de mal servicio.

Como lo resume Rivier 1999, una remuneración basada en el servicio ofrecido debe definir las características del servicio remunerado. La calidad del suministro es una de las características del servicio y, más concretamente, el aspecto técnico de la calidad. La continuidad del suministro es el aspecto técnico de la calidad más relacionado con el nivel de inversiones de la Distribuidora, y por tanto el que más puede sufrir frente a un incentivo de reducción de costes. Al definir la remuneración de la distribución, debe por tanto asociársele un nivel de calidad concreto, que se llamará nivel de calidad de referencia. Esta remuneración, llamada remuneración base, debe ser la adecuada para realizar la actividad de distribución con el nivel de calidad de referencia. Es necesario por tanto establecer un mecanismo para vigilar el nivel de calidad ofrecido por las Distribuidoras. Estos mecanismos son los que formarán la regulación de la calidad del servicio.

Modelos Regulatorios Existen tres amplias clasificaciones de modelos económicos regulatorios; la regulación por tasa de retorno (ROR), la regulación por desempeño (PBR) y la regulación por comparación (benchmarking). Con el fin de llevar a cabo el mencionado control de precios, impuestos a los clientes por las distribuidoras, es que se pone en práctica el modelo regulatorio más conveniente de acuerdo a las características y necesidades de cada sector eléctrico. Sin embargo, un modelo regulatorio del tipo ROR, PBR o Benchmarking son directamente aplicables en sectores donde la existencia de mercados eléctricos que imponen algún nivel de competencia, situación que no existe en el caso de México por tanto los principios básicos de estos modelos regulatorios se detallan en el Anexo 2, para fundamentar alguna de las ideas que se plantean en el Capítulo 5 de este trabajo.

2.4.1 Regulación de la continuidad del suministro

En este trabajo se abordará el tema de regulación con relación únicamente a continuidad de suministro, entendida como confiabilidad, no se darán más detalles acerca de la regulación de la calidad de la tensión, ni de las relaciones comerciales entre la compañía y el cliente.

La continuidad de suministro es un problema complejo. Varios tipos de interrupciones de suministro posibles, y varias maneras de medir continuidad del suministro se han desarrollado. Los usuarios diferentes tienen sensibilidades diferentes a cada tipo de interrupción; desde el punto de vista de los distribuidores, el costo de la medición y del control de las interrupciones varía según el tipo de interrupción, el nivel de tensión y la tecnología disponible (incluso las comunicaciones y sistemas de telemando). En este escenario, los reguladores tienen que ser selectivos eligiendo en qué aspectos de continuidad deben enfocarse.

Las características de continuidad del suministro son:

- **El tipo de interrupción:** planeada o no planeada. Varios estudios de satisfacción de los clientes han resaltado que los usuarios aprecian los avisos adecuados de interrupciones planeadas. Las interrupciones planeadas propiamente notificadas generalmente se clasifican como menos

severas para los usuarios afectados. Deben señalarse a las interrupciones planeadas que no se notifican a los clientes como interrupciones no planeadas.

- **La duración de cada interrupción:** corta o larga. El estándar técnico Europeo EN 50160 define las interrupciones que duran más de 3 minutos como “interrupciones largas”, y las otras como “interrupciones cortas”. En algunos países, las interrupciones muy cortas, debido a sistemas del recierre automático que operan en menos de unos segundos son llamadas “interrupciones transitorias”. Las interrupciones cortas y transitorias pueden producir daño en el equipo.
- **Fallas en el nivel de la tensión y otras causas de interrupciones:** tensión baja/ media/ alta. (BT/MT/AT). La interrupción del suministro al cliente final puede originarse en cualquier nivel de tensión en el sistema. Clientes conectados a las redes de baja tensión (BT, <1kV) son afectados por interrupciones debidas a las fallas en la tensión baja, la tensión media (MT), la tensión alta (AT) y redes de transmisión, mientras que los usuarios conectados a la red de tensión media no es afectado por las interrupciones debidas a las fallas en la red de BT. En AT y las redes de transmisión, no todas las fallas causan interrupciones los clientes finales, debido al diseño de la red.
- **El tipo de indicadores de continuidad:** número o duración de las interrupciones. Para el CEER, la duración acumulada durante un año de las interrupciones por cliente, referidas como los Minutos Perdidos por Cliente (CML: Customer Minutes Lost) o Índice Promedio de Duración de Interrupciones en el Sistema (SAIDI: System Average Interruption Duration Index), indica cuanto tiempo durante un año la energía no fue suministrada (en promedio por cliente). El número de interrupciones por cliente durante un año, llamado “interrupciones por cliente” (CI) o Índice Promedio de Frecuencia de Interrupciones en el Sistema (SAIFI: System Average Interruption Frequency Index, indica cuantas veces en un año la energía no se suministra).

Conociendo un valores para: **el tipo de interrupción, duración de cada interrupción, fallas en el nivel de la tensión y otras causas de interrupciones**, expresados en los tipos de **indicadores de continuidad** adecuados, es posible considerar que se cuenta con información sólida que describe los niveles de confiabilidad en redes eléctricas de distribución.

2.5 Situación actual de México en la estimación de la confiabilidad de redes eléctricas de distribución

Generalidades

Actualmente existen en México dos empresas públicas de energía eléctrica: Luz y Fuerza del Centro (LyFC) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE), quienes garantizan el acceso de energía eléctrica al 97 % de la población mexicana. Ambas empresas son descentralizadas, con personalidad jurídica y patrimonio propio. La CFE genera, transmite, distribuye y comercializa energía eléctrica con alrededor de 900 mil nuevos clientes cada año.



Figura 2.7 Estructura del sistema eléctrico nacional.

Fuente: Radiografía de la electricidad en México, Castro 2007.

El sector eléctrico nacional opera actualmente bajo la estructura que podemos apreciar en la Figura 2.7, el sector de distribución está reservado en su totalidad al Estado, en el sector de transmisión y generación hay una importante participación privada, y las facultades de la Comisión Reguladora de Energía prácticamente no incluyen al sector de distribución.

Otro elemento muy importante que describe las condiciones reales del sector eléctrico es su cobertura y capacidad instalada, cuantificada en cifras concretas, como se mencionan en la Tabla 2. 1. Porque Distribución es el último eslabón de una cadena en un sistema, que en México se considera como uno solo; el sistema eléctrico nacional.

Cobertura y Capacidad CFE y LyFC

	CFE	LyFC	Privadas (PIE)	País		CFE	LyFC	Privadas (PIE)	País
Clientes	24,200,000	5,664,001		29,864,001	Nucleoeléctrica	1,364.88 MW			2.85%
Habitantes	80,000,000	20,000,000		100,000,000	Eoloeléctrica	2.18 MW			0.005%
Entidades	Todo el país excepto DF	DF, Edo. De México, Morelos, Hidalgo y Puebla			Productor Independiente de Energía (PIE)				21.70%
Oficinas de atención público	951	96			Redes transmisión (km)	47,485	3,647.82		
Cajeros automáticos	1,896				Centrales generadoras			20	175
Área País (km2)		20,539 (1.04%)			Ventas directas al público	76%			
Localidades con electricidad				128,446	Ventas a LyFC	23.2%			
% de energía que atiende	76	24			Ventas de exportación	0.4%			
Capacidad instalada (MW)		879.33	10,387 (21.7%)	47,857	Cliente sector Doméstico	87.95%			
Transformadores				991,104	Consumo sector Doméstico	26.13%			
Subestaciones		233		1,551	Cliente sector Industrial	0.75%			
Turbogas		374 MW			Consumo sector Industrial	58.80%			
Termoeléctrica	22,258.86 MW	224 MW		46.51%	Cliente sector Servicios	0.66%			
Hidroeléctrica	10,284.98 MW	281.33 MW		21.49%	Consumo sector Servicios	3.20%			
Carboeléctricas	2,600.00 MW			5.43%	Cliente sector Agrícola	0.45%			
Geotérmica	959.50 MW			2.00%	Consumo sector Agrícola	5.42%			

Tabla 2.1 Capacidad del sector eléctrico mexicano.

Fuente: Radiografía de la electricidad en México, Castro 2007.

A partir de la Tabla 2.1, podemos empezar a cuantificar las dimensiones de las medidas que se requiere llevar a cabo para modificar algún elemento en este sistema, ya que atiende a 29 864 001 clientes de las dos compañías existentes.

México tiene un sistema de electricidad moderno, razonablemente cercano a los estándares de funcionamiento de Europa occidental y de los Estados Unidos (CEPAL). Entre algunas de sus características más importantes en este renglón podemos mencionar las siguientes:

- El suministro de energía eléctrica cumple globalmente los requisitos de continuidad, calidad y mínimo costo.
- México no conoce los racionamientos que fueron comunes en América Latina e incluso en algunos países industrializados.
- La capacidad de generación es adecuada para atender la demanda; el tiempo de interrupción por usuario ha venido disminuyendo continuamente; las variaciones de voltaje y frecuencia se mantienen dentro de rangos aceptables.
- Los costos de suministro están por debajo del promedio mundial.
- La tasa de cobertura del servicio alcanza 95 por ciento.⁴

Por otro lado en aspectos relacionados con la calidad del suministro de energía eléctrica, el sector es monopólico e incipientemente regulado. Por supuesto las empresas eléctricas del país ya cuentan con mecanismos que les permite evaluar la confiabilidad de manera aproximada, y útil para su propia operatividad, pero no es suficiente cuando se habla en términos de calidad de suministro eléctrico, ni cuando se requiere comparar el desempeño de ellas con el de otra empresa internacional.

De acuerdo a lo planteado en los párrafos anteriores, el autor considera existe la necesidad manifiesta de diseñar un programa que permita a las compañías y organismos reguladores estructurar una forma de evaluar la confiabilidad del sistema eléctrico mexicano. Es posible llevar a cabo este trabajo debido a que se están desarrollando bases teóricas y se cuenta con el ejemplo de otros países que han fallado o bien acertado en sus esfuerzos con el mismo objetivo.

⁴ Suárez Villaseñor Josué H., Pierdant Rodríguez Alberto I., MÉXICO: EFICIENCIA Y RENTABILIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO, *Política y Cultura*, primavera, número 017, Universidad Autónoma Metropolitana – Xochimilco Distrito Federal, México 2002, pp. 117-142.

CAPITULO III

MÉTRICAS E ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

Un tratamiento analítico riguroso de la confiabilidad en distribución requiere de unidades de medición bien definidas, llamadas métricas. Desafortunadamente el termino confiabilidad no ha sido empleado constantemente en la industria y sus definiciones están empezando a ser adoptadas.

3.1 Calidad de la potencia y confiabilidad

La calidad del servicio eléctrico se define como la capacidad del sistema para proporcionar, dentro de los límites establecidos, un suministro aceptable; las variables que se deben tomar en cuenta para su evaluación son:

- Tensión.
- Frecuencia.
- Forma de onda.
- Relación entre fases.
- Confiabilidad.

De éstas, los disturbios más comunes y que más afectan a los usuarios son la tensión y las interrupciones, las cuales ocurren en su mayoría en los sistemas de distribución. En este sentido una forma sencilla de definir calidad es como la ausencia de alteraciones en la forma de onda de la tensión, que debe ser perfectamente sinusoidal. En la actualidad esta situación se reconoce plenamente, y un número creciente de empresas eléctricas en todo el mundo están introduciendo y empleando técnicas cuantitativas de confiabilidad.

Las técnicas que se requieren para analizar un sistema de distribución dependen del tipo de sistemas que se considere y de la profundidad del análisis; sin embargo, muchas estructuras son básicamente radiales y por tanto su análisis se simplifica.

La verificación continua de la calidad de suministro de energía eléctrica se basa en la comparación de los valores previamente fijados por las compañías de distribución de energía eléctrica y los que se presentan en la operación real de los sistemas a través del tiempo; estas metas son conocidas como metas de calidad. Definidas por tres variables; la confiabilidad, tensión y forma de onda, las que abordaremos brevemente

Confiabilidad, Tensión y Forma de onda

La confiabilidad depende de las interrupciones en el sistema eléctrico; que sin considerar elementos externos dependen a su vez de la tensión y forma de onda del flujo eléctrico. Las interrupciones llamadas sostenidas (más de 3 minutos) han sido consideradas siempre como asunto de confiabilidad, pero muchas empresas han clasificado a las interrupciones momentáneas (menos de 3 minutos) como parte de la confiabilidad. Debido a que: (1) interrupciones momentáneas son el resultado de prácticas de operación interna, (2) esto no genera un gran número de clientes implicados, (3) son difíciles de medir. Mientras que la continuidad es definida como el porcentaje de tiempo que se interrumpe el suministro de voltaje. En la Figura 3.1 se tiene una representación de la relación que existe entre confiabilidad, tensión y forma de la onda, que nos ayuda a entender el tratamiento que se da a las interrupciones en la confiabilidad.

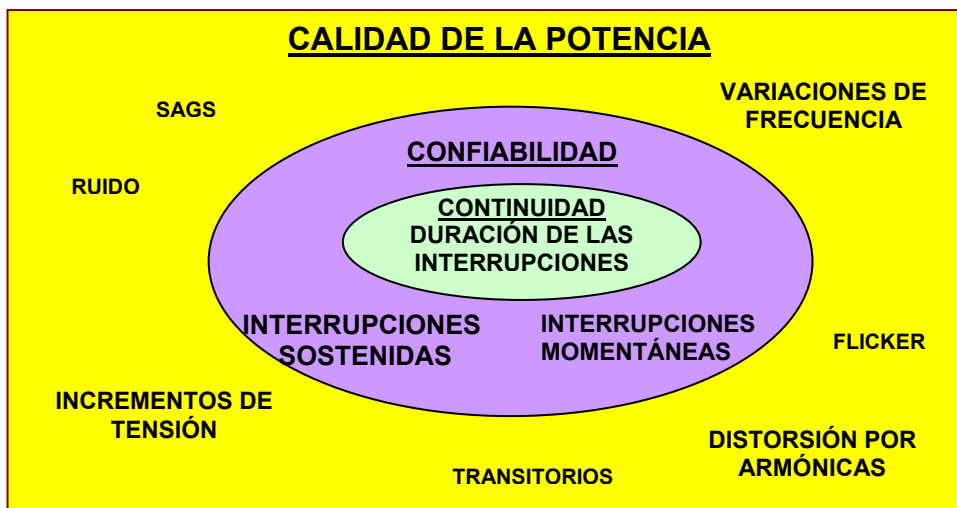


Figura 3.1 Elementos que conforman el concepto de calidad de potencia. Fuente: Brown (2002).

En la Figura 3.1 se ilustra el concepto de calidad de la potencia eléctrica en su parte técnica. En términos de sistemas, el gran sistema está conformado por los problemas más comunes de la **onda de tensión de suministro eléctrico**; que para mayor claridad se presentan de manera grafica cada uno de ellos en la Figura 3.2, el subsistema es la confiabilidad; conformada a su vez por las interrupciones sostenidas y las momentáneas. La continuidad de dicho suministro, es un subsistema de la confiabilidad, que comprende concretamente la duración de las interrupciones.

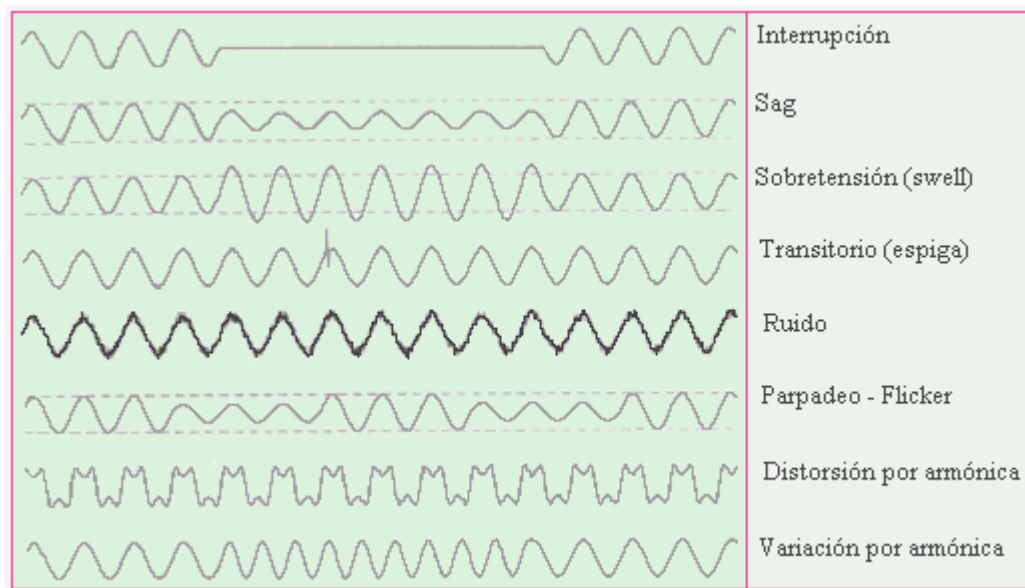


Figura 3.2 Problemas más comunes en la onda sinusoidal de tensión en el suministro eléctrico.

Fuente: Brown (2002).

Para regular los problemas de la calidad de la onda de suministro que se muestra en la Figura 3.2, en el caso de México, se ha establecido un contrato de suministro CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) y distribución a partir del año de 1999 que contienen los índices convenidos, mismos que pueden ser observados en la siguiente Tabla 3.1.

CAPÍTULO 3 MÉTRICAS E ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

	Índice	Descripción	Características	
a)	Índice de calidad de frecuencia (ICF)	Mide el tiempo (en horas) que la frecuencia del sistema permanece fuera de la banda de operación 60 Hz + 0.8 % Hz.		
b)	Índice de calidad de voltaje o tensión (ICV)	Este índice mide el tiempo (en horas) que la tensión permanece fuera de la banda de operación.	Si VN es la tensión nominal o de referencia.	$ICV = VN \pm 3\% \dots \dots \dots (2.22)$
c)	Índice de continuidad o de interrupciones momentáneas al usuario (NIMU)	Este número refleja el número de interrupciones momentáneas al usuario, como resultado de disparo de protecciones, pruebas y recierres en circuitos de media tensión y hasta 115 KV.	Se entrega un reporte mensual con el NIMU de cada circuito de distribución y hasta 115 KV.	

Tabla 3.1 Índices tensión y frecuencia CENACE
Elaboración propia, con base en página oficial CENACE.

3.2 Índices de confiabilidad

Los índices de confiabilidad son una agregación estática de datos de confiabilidad para una mejor definición de las combinaciones de cargas, componentes y clientes en cualquier punto de la red. La mayoría de los índices de confiabilidad son valores promedio de una característica particular de confiabilidad para un sistema completo, operando en una región, el territorio de una subestación de servicio o un alimentador.

Dependiendo de la utilización que se quiera hacer del índice, se puede calcular en modo histórico o en modo predictivo:

- En **modo histórico**, los índices se calculan utilizando estadísticas de interrupciones a los usuarios, y/o registros de incidencias de la empresa y a partir de los datos de funcionamiento del sistema eléctrico durante un periodo de tiempo en el pasado. Permite evaluar la calidad del servicio proporcionada y realizar análisis comparativos/ tendencias.
- En **modo predictivo**, se calculan los valores medios y/o máximos esperados, obtenidos a partir de modelos de fiabilidad aplicados al sistema eléctrico en un tiempo especificado en el futuro. Permiten establecer objetivos ligados al tipo de red, identificar puntos débiles, realizar análisis

alternativos de expansión de red, evaluar el impacto de nuevas inversiones en calidad. Los datos necesarios serán datos de fiabilidad de componentes, topología del sistema eléctrico, demanda, clientes, criterios de explotación, etc.

Los índices definidos en la mayor parte de los reglamentos o recomendaciones están referidos al comportamiento del sistema desde un punto de vista global, en contraste a los niveles de calidad que observa individualmente un usuario o cliente final. Por ellos se distinguen:

- **Índices individuales de clientes**, que reflejan el nivel de calidad que experimenta un cliente particular.
- **Índices de sistema**, que reflejan el comportamiento medio o en percentiles de la calidad del servicio en el sistema, definido éste como una red, zona de servicio, región, etc., donde se suministra energía eléctrica. Estos índices suelen ser medias ponderadas de los índices individuales de calidad de los clientes de la zona considerada.

Los índices que se presentan a continuación son los más empleados en los Estados Unidos de Norteamérica.

3.2.1 Índices de confiabilidad basados en el Cliente

Los índices más ampliamente utilizados son los promedios del peso o importancia de cada cliente. Los índices basados en los clientes son populares con autoridades reguladoras los pequeños clientes residenciales son tan importantes como los grandes clientes industriales. Su aplicación es hasta cierto punto limitada pero son generalmente considerados como un buen conjunto de medidas de confiabilidad y frecuentemente se utilizan como un benchmarking en confiabilidad y mejoran los objetivos de confiabilidad. A continuación se muestran algunas de las principales formulas empleadas para calcular índices basados en los clientes (cuando no se especifica otra cosa, se refieren a interrupciones sostenidas):

Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones del Sistema: El SAIFI

$$SAIFI = \frac{\text{Número total de Interrupciones x Clientes}}{\text{Número total de Clientes Alimentados}} \quad (3.1)$$

Índice de Duración Promedio de las Interrupciones del Sistema: El SAIDI

CAPÍTULO 3 MÉTRICAS E ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

$$SAIDI = \frac{\text{Suma de la Duración de las Interrupciones x Cliente}}{\text{Número total de Clientes Alimentados.}} \quad (3.2)$$

Índice de Duración Promedio de Interrupciones al Cliente: El CAIDI

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} = \frac{\text{Suma de la Duración de Interrupción x Cliente}}{\text{Número total de Interrupciones x Cliente}} \quad (3.3)$$

Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio: El ASAI

$$ASAI = \frac{\text{Horas de Servicio Promedio Disponible x Cliente}}{\text{Demanda de Horas de Servicio x Clientes}} \quad (3.4)$$

SAIFI es una medida promedio de cuantas interrupciones sostenidas experimentará un cliente durante un año. Para un número fijo de clientes, la única forma de mejorar el SAIFI es reduciendo en número de interrupciones sostenidas experimentadas por el cliente.

SAIDI es la medida del promedio de cuantas horas interrumpidas experimentará un cliente durante un año. En este caso el SAIDI se puede mejorar reduciendo el número de interrupciones o reduciendo la duración de las interrupciones; mejorando cualquiera de estos dos aspectos el SAIDI indica que se ha mejorado la confiabilidad.

CAIDI es una medida de cuánto duran las interrupciones en promedio, y es empleado como una medida del tiempo que les toma a las empresas responder ante contingencias. El CAIDI puede ser mejorado con la reducción de la duración de las interrupciones largas, pero puede ser reducido también incrementando el número de interrupciones cortas. Por lo que la reducción del CAIDI no refleja directamente una mejora en la confiabilidad.

ASAI es una ponderación para el cliente de la continuidad del sistema y provee la misma información que el SAIDI.

Otros índices de confiabilidad comúnmente menos empleados son los que no se basan en el número total de clientes atendidos. El Índice de la frecuencia promedio de interrupciones al cliente (CAIFI) y Índice de la duración total promedio de tiempo de interrupción (CTAIDI) son basados en el número de clientes que han

experimentado una o más interrupciones relevantes en el año. Las fórmulas son las siguientes:

Índice de la frecuencia promedio de interrupciones por usuario (CAIFI)

$$CAIFI = \frac{\sum \text{Número total de interrupciones de los usuarios}}{\text{Número total de usuarios afectados}} \quad (3.5)$$

Índice promedio total de duración de interrupción al usuario (CTAIDI)

$$CTAIDI = \frac{\sum \text{Duración de las interrupciones por usuario}}{\text{Número total de interrupciones por usuario}} \quad (3.6)$$

Por otro lado, el CAIFI es similar al SAIFI. La gran diferencia es que el valor más bajo posible para el SAIFI es cero y el valor más bajo posible para el CAIFI es uno. Reduciendo en número de interrupciones que el cliente experimenta de 2 a 1 mejoraría el CAIDI. Sin embargo, reduciendo el número de interrupciones que estos mismos clientes experimentan de uno a cero hará que el CAIDI empeore. Mejorando el CAIDI no necesariamente mejorara la confiabilidad. El CTAIDI presenta las mismas dificultades que el CAIFI se puede mejorar incrementando el número de clientes que experimentan una sola interrupción.

3.2.2 Índices Basados en la Carga

Dos de los índices de confiabilidad más antiguos para los grandes clientes-consumidores, basado en kVA instalados.

Índice de Frecuencia Promedio de las Interrupciones del Sistema.

$$ASIFI = \frac{\text{kVA Conectados Interrumpidos}}{\text{kVA Totales Conectados y Alimentados}} \quad (3.7)$$

Índice de Duración Promedio de las Interrupciones del Sistema.

$$ASIDI = \frac{\text{Duración de la Interrupciones de los kVA Conectados}}{\text{kVA Totales Conectados y Alimentados}} \quad (3.8)$$

La razón de los índices basados en la carga y los índices basados en la procedencia del cliente es pragmática. Anteriormente las compañías sabían la capacidad del transformador de distribución, pero no sabían cuantos clientes estaban conectados a cada transformador, cuando un dispositivo de protección operaba los kVA interrumpidos en el requerían de una estimación. En la actualidad el sistema de información al cliente (CIS, por sus siglas en ingles), asocia a los clientes con el transformador y permite que los índices basados en el cliente sean fácilmente computados.

Desde la perspectiva de la compañía el ASIFI y ASIDI probablemente representen mejores mediciones de confiabilidad que SAIFI y SAIDI.

Los índices de las empresas varían mucho debido a varios factores:

- Estado del tiempo
- Entorno físico (principalmente áreas con árboles)
- Densidad de carga
- Voltaje de la distribución
- Años de servicio de la red
- Porcentaje de red subterránea
- Método de registrar las interrupciones

En EU menos del 8% de las empresas le dan seguimiento al ASIFI y al ASIDI, principalmente porque son difíciles de seguir (el conocer la carga interrumpida es más difícil que saber el número de clientes interrumpidos).

3.2.3 Índices de confiabilidad para los elementos de la red

Los índices o parámetros de confiabilidad utilizados para redes eléctricas pretenden cuantificar la calidad del servicio que presenta la red en cualquier punto de consumo. **Estos índices son calculados para la propia operación de la distribuidora.** Entre los cuantificadores más populares se cuentan:

- **Tasa de falla (λ):** representa la cantidad de veces que un consumidor se ve privado del suministro de electricidad, por unidad de tiempo. Generalmente se considera como unidad de tiempo el periodo de 1 año, ya que la disponibilidad de electricidad normalmente es alta. El inverso de la tasa de falla se conoce como tiempo promedio entre fallas.
- **Tiempo de reparación (r):** en este trabajo se utiliza como un nombre genérico, que representa la acción de cambio o reparación del “elemento

causante del problema”. Es el tiempo promedio que dura una falla de suministro, expresado en horas. El inverso del tiempo de reparación se conoce como tasa de reparación.

- **Energía no suministrada (ENS):** representa la cantidad de energía que la empresa de distribución deja de vender. Este índice tiene gran relevancia para estas empresas, dado que puede utilizarse como parámetro de decisión al evaluar alternativas de mejoramiento de la calidad de servicio.
- **Carga promedio desconectada (L):** es una cuantificación de la cantidad de consumidores afectados por los cortes de suministro.
- **Tiempo anual de desconexión esperado (U):** es la indisponibilidad total de servicio durante un año, medido en horas. Se obtiene como la multiplicación de la tasa de falla por su duración promedio.

3.2.4 Indicadores para la confiabilidad, en el caso de México

Cabe señalar que las metas de calidad deben ser fijadas en función de las necesidades de suministro de los consumidores, tomando en cuenta siempre las inversiones necesarias que deberán erogarse en el equipo y su mantenimiento. En este sentido los que son comunes en la literatura disponible en México se enumeran a continuación:

1. Tiempo de interrupción por usuario (TIU). Este índice está definido como:

$$TIU = \frac{\text{Duración de la interrupción} \times \text{Número de usuarios afectados}}{\text{Número total de consumidores del sistema}} \quad (3.9)$$

2. Interrupciones por cada 100 km de línea (FIL). Este índice está definido como:

$$FIL = \frac{\text{Total de interrupciones sostenidas y no continuas}}{\text{Longitud total en km de líneas primarias en operación}} \times 100 \quad (3.10)$$

3. Por ciento de índice de disponibilidad. Este índice está definido como:

$$PID = \frac{\text{Total de minutos usuario demandados} - \text{Total de minutos usuario no disponibles}}{\text{Total de minutos usuarios demandados}} \times 100 \quad (3.11)$$

4. Interrupciones por cada 1000 usuarios (FIU). Este índice está definido como:

$$FIU = \frac{\text{Total de interrupciones sostenidas y no continuas}}{\text{Número total de usuarios al día último de los meses del periodo especificado}} \cdot 1000 \quad (3.12)$$

5. Interrupciones por circuito (FIC). Este índice esta definido como:

$$FIC = \frac{\text{Total de interrupciones sostenidas y no continuas}}{\text{Número total de circuitos en operación}} \quad (3.13)$$

6. Tiempo de interrupción promedio por disturbio (TIPDI). Este índice está definido de la siguiente manera:

$$TIPDI = \frac{\text{Duración en minutos de la interrupción}}{\text{Número de disturbios durante el mes}} \quad (3.14)$$

Hasta aquí hemos descrito tres tipos de índices de confiabilidad; índices enfocados al cliente y la carga del sistema, índices para los elementos de la red, y los índices descritos en la literatura mexicana; cuyos nombres y formas de estimación son distintos, sin embargo buscan cubrir los mismos aspectos; duración de las interrupciones y frecuencia de las mismas.

3.3 Evaluación de la confiabilidad

Con base en García Martínez (2006) los resultados de los estudios de confiabilidad se expresan en índices de disponibilidad o de seguridad de sistema, los cuales se pueden utilizar para diferentes fines, como los que enlistan a continuación:

- Comparar diseños alternativos
- Comparar la confiabilidad del sistema contra valores normalizados de confiabilidad (si están disponibles)

- Buscar el balance óptimo entre beneficios y costos

Las complicaciones más importantes que se encuentran durante el desarrollo de metodologías para la evaluación de la confiabilidad de los sistemas eléctricos se pueden clasificar dentro de las siguientes categorías:

- Problemas conceptuales
- Dificultades en el modelado
- Dificultades para la solución de los modelos
- Las relacionadas con las necesidades de datos

3.3.1 Dificultades en el modelado

El objetivo de la etapa de modelado es representar, matemáticamente, todos los factores relevantes y sus efectos sin hacer el modelo resultante difícil de manejar. De cualquier manera, es necesario incluir un gran número de variables, algunas de las cuales se enlistan a continuación:

- Modos de falla de los componentes
- Fallas dependientes (incluyendo fallas de modo común)
- Características eléctricas de la carga
- Modelo de demanda
- Restricciones de energía
- Respuesta del sistema en contingencias
- Despacho de generación
- Efectos de las condiciones atmosféricas en las líneas
- Mantenimiento planeado

La solución del modelo de confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia puede ser una tarea sencilla, cuando se han desarrollado las etapas del algoritmo y se cuenta con una computadora de capacidad y velocidad infinitas. Sin embargo, como tal situación no existe, la evaluación de la confiabilidad de sistemas grandes requiere de un gran número de simplificaciones y aproximaciones para obtener un programa que sea realmente práctico.

Los programas para el cálculo de confiabilidad de sistemas de potencia constan normalmente de varios algoritmos, entre los cuales se pueden enumerar los siguientes:

- Selección de contingencias
- Evaluación de las contingencias seleccionadas
- Acciones correctivas a través del sistema o del operador
- Cálculo de índices

Las técnicas que se utilizan para obtener soluciones rápidas, necesariamente involucran aproximaciones que penalizan o reducen la precisión. El reto es entonces balancear la rapidez y la precisión de tal manera que ambas estén dentro de valores aceptables. Un programa de cálculo será aceptado por el usuario únicamente en la medida de que exista una buena conciliación entre ambos factores.

Necesidades de datos

Un programa de cálculo es tan bueno como lo son los datos de entrada que él usa. Los complejos modelos que describen los sistemas de potencia, las fallas de sus componentes, condiciones de carga, etc. Requieren de una multitud de datos, algunos de los cuales están disponibles y algunos no lo están. Es necesario desarrollar mucho trabajo con el fin de identificar los datos que se necesitan realmente y, además, definir e implementar bases de datos adecuadas para la resolución de cada problema.

3.3.2 Sistemas de distribución

Para los sistemas de distribución, una medida práctica de la confiabilidad del sistema se efectúa tomando como criterio las interrupciones del servicio a los consumidores individuales. La frecuencia y duración de las interrupciones al usuario son, de hecho, las consideraciones básicas para la planeación de un sistema de distribución. Este es un punto clave; un índice de confiabilidad es útil, como herramienta de planeación, únicamente en la medida en que refleja las metas que se están tratando de alcanzar.

Adicionalmente, las interrupciones al usuario, originadas en el sistema de distribución, se pueden relacionar directamente con eventos de interrupción de equipos específicos. Por lo tanto, si se mantienen registros históricos de las interrupciones del equipo de distribución, se pueden calcular fácilmente la confiabilidad de redes futuras.

3.3.4 Óptimo socio-económico

La estimación de índices de confiabilidad puede ser un proceso muy laborioso, pero también muy costoso; entonces las compañías distribuidoras o los organismos reguladores deben evaluar hasta que punto puede llegar la estimación de la confiabilidad. El nivel óptimo se muestra en la Figura 3.3.

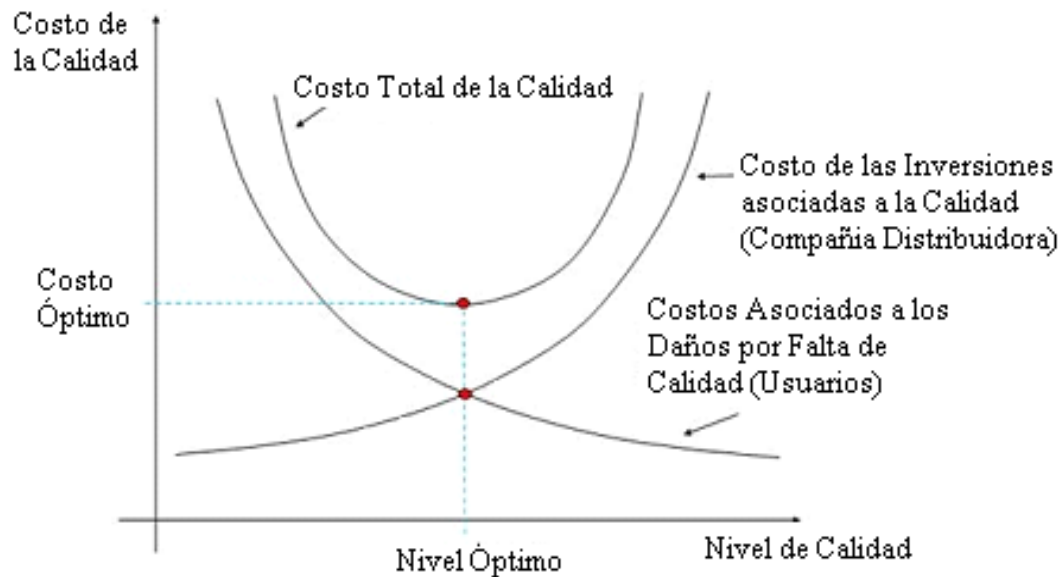


Figura 3.3 Óptimo socio-económico

Un ejemplo de cómo estimar un óptimo socio-económico es con base en estimaciones de energía no suministrada (ENS) y costos de interrupciones promedio para cada categoría de cliente, anualmente se calculan los costos de interrupción (CI) para cada empresa. El nivel esperado de ENS se calcula para cada compañía dependiendo de los niveles obtenidos de los años anteriores y de esta el nivel esperado de IC. Al final del año el regulador calcula la diferencia entre el IC esperado y el real. Si el costo de la ENS y el IC son mayores que las inversiones en calidad, es una manera de avalar las nuevas inversiones.

Es importante tener presentes dos puntos clave:

- a) La falla de un sistema de distribución está bien definida: Es la interrupción del servicio a los consumidores
- b) Los eventos que causan la falla del sistema se correlacionan con interrupciones bien definidas del equipo

3.3.5 Procedimiento de cálculo

Dispositivos Utilizados

Con base en García Martínez (2006) los dispositivos de cómputo que están en uso y desarrollo, emplean una gran variedad de soluciones en cuanto a principios de funcionamiento y del equipo que los integra; sin embargo, todos ellos se pueden agrupar en dos grandes categorías. A la primera de ellas corresponden las máquinas que resuelven los problemas en términos puramente matemáticos y por lo tanto requieren de la formulación del modelo matemático antes de programarse (dispositivos analíticos). El segundo grupo lo constituyen los dispositivos que son modelos físicos de los sistemas verdaderos objeto de la investigación, en los cuales las mediciones de cantidades apropiadas en el modelo producen las soluciones (simuladores).

Se puede hacer una segunda distinción: algunos dispositivos son de “propósito general”, es decir, que pueden programarse para resolver una gran variedad de problemas. Otros son de “propósito especial” donde el equipo está diseñado para resolver un tipo de problema específico.

Dispositivos Analíticos

- Computadora digital de propósito general (secuencial).
- Computadora digital de propósito general (en paralelo).
- Computadora digital de propósito especial (procesador en paralelo).
- Computadora analógica de propósito general. Está construida de componentes electromecánicas y electrónicas conectadas de manera que los valores de voltaje en determinados puntos de la máquina dan las soluciones del problema matemático que se está investigando.
- Computadora híbrida. Consta de una parte analógica como unidad de solución del problema y de una parte digital para control y almacenamiento de datos; entre otras funciones.

Simuladores. Todos los simuladores son dispositivos de propósito especial y por lo tanto solamente se pueden aplicar para el tipo de problema para el cual se diseña. Los diferentes tipos que existen son:

- Simulador analógico
- Simulador digital
- Simulador híbrido

Modelado de la red (procedimiento de cálculo)

Es una técnica basada en los componentes más que en los estados de operación. Cada componente es descrito por una probabilidad de estar disponible P, y la de no estarlo es representado por Q; donde P y Q son aritméticamente complementarios: $Q = 1 - P$. Si un componente es descrito por una tasa de falla anual (λ) y un Tiempo Promedio de Reparación en horas (MTTR), la probabilidad de disponibilidad puede ser calculada de la siguiente manera:

$$P = \frac{8760 - \lambda * MTTR}{8760} ; \text{ disponibilidad del componente}$$

El modelado de redes es la base de dos formas de conexión de componentes: serie y paralelo. Dos componentes están es serie si ambos tienen que estar disponibles para que la conexión lo este. Cuando los componentes están en paralelo solo uno de ellos necesita estar disponible u operando para la que la conexión este disponible. En la Figura 3.4 se muestra un ejemplo claro de estas conexiones.

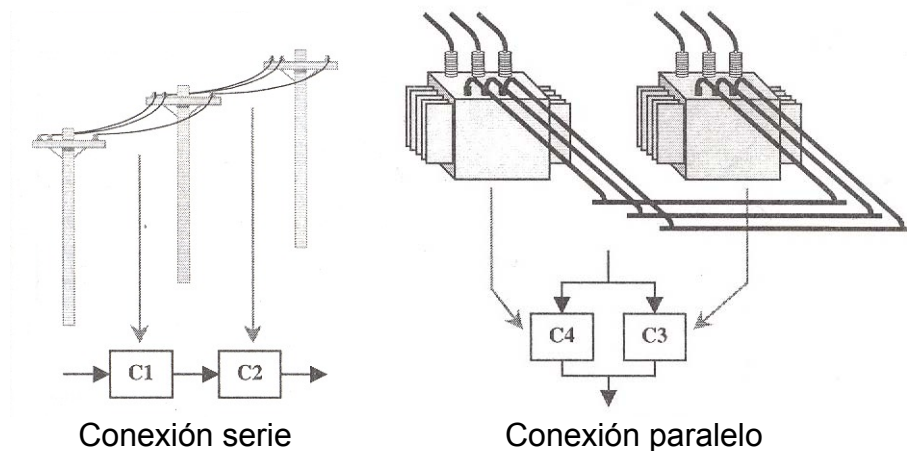


Figura. 3.4 Conexiones serie y paralelo
Fuente: Brown 2002

En la Figura 3.4 se muestran dos modelos de red simples, cada uno consiste de dos componentes. La probabilidad de que el modelo de red este disponible es igual a la probabilidad de que exista una ruta de entrada y salida de la misma red. Para una serie de redes la probabilidad de una ruta disponible es igual al producto de la disponibilidad individual de los componentes. Para una red en paralelo, la

probabilidad de ruta no disponible es igual al producto de la indisponibilidad individual de los componentes.

$$P_{serie} = \prod P_{componente}$$

$$Q_{paralelo} = \prod Q_{componente}$$

Los componentes en serie reducen la disponibilidad y los componentes en paralelo la mejoran.

La mayoría de los sistemas consisten de ambas conexiones serie y paralelo. En este sentido, es necesario reducir la red con el fin de calcular su disponibilidad general. La reducción de una red se realiza por una recombinación de componentes en serie y paralelo.

Una reducción de redes alternativa es el método de cortes mínimos. Se hace un corte de componentes cuando la indisponibilidad de estos provoca la indisponibilidad del sistema. Un corte mínimo establecido solo provocará la indisponibilidad del sistema si todos los elementos del corte no están disponibles.

Existen tres ventajas al utilizar el método de cortes mínimos. La primera es que la técnica es fácil de implementar en una computadora digital. Segunda, la técnica puede manejar “puentes” en una red que no puede caracterizarse ya sea por una conexión en serie o paralelo. En tercer lugar, establecer un corte mínimo puede dar una idea de la dependencia de componentes críticos.

Un ejemplo de cortes mínimos para cinco componentes se muestra en la Figura 3.5, este sistema representa una sustitución con dos transformadores (componentes 1 y 2) alimentadores de buses que están conectados por un segmento (componente 3). Dos alimentadores tienen la carga crítica, estos alimentadores están protegidos por los interruptores (componentes 4 y 5). Hay cuatro posibles cortes mínimos para este sistema: (1) ambos transformadores, (2) ambos alimentadores, (3) componentes 1, 3 y 5, y (4) componentes 2, 3 y 4. la indisponibilidad del sistema es igual a la suma de la indisponibilidad de estos cortes mínimos.

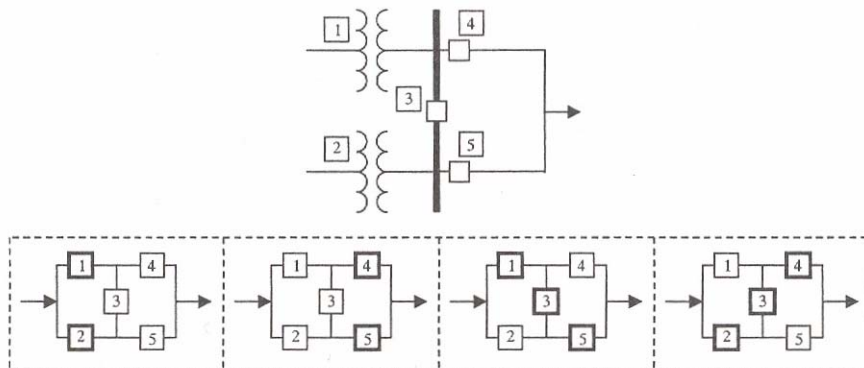


Figura 3.5 Cortes mínimos de un sistema simple.

Fuente: Brown 2002

Para sistema que operan de forma tan compleja como los sistemas eléctricos con operaciones de recierre, fusibles, restauraciones parciales de servicio y más. Las medidas de confiabilidad van más allá de la disponibilidad (frecuencia de interrupción), a la que se refieren los métodos anteriores. Para análisis más detallados, basados en el estado de operación existen dos clases de métodos para evaluar la confiabilidad: los métodos de simulación estocástica y los métodos de análisis. De los métodos de simulación estocástica, el más conocido es el de Monte Carlo y, entre los métodos de análisis, se tienen los procesos continuos de Markov, modelos de redes y sus aproximaciones. Son métodos predictivos que dan como resultado una probabilidad.

Las técnicas analíticas probabilísticas empezaron a emplearse en los años 30's. Las técnicas de simulación se utilizaron desde los años 50's y siguen plenamente en vigor, con base en Rivier (1999). Las técnicas analíticas representan al sistema y su funcionamiento por medio de un modelo matemático y evalúan los índices de confiabilidad a partir de ese modelo utilizando soluciones matemáticas. Predicen la confiabilidad utilizando variables aleatorias, suelen trabajar con valores promedio de estas variables. Son un método directo y requiere de tiempos de cómputo relativamente cortos, comparados con los procesos de simulación. Sus limitaciones incluyen la dificultad para modelar el comportamiento de sistemas complejos y la evaluación de funciones de distribución de probabilidades. La técnica de Markov permite calcular la probabilidad de residencia en cada estado del sistema, las probabilidades de que el sistema este en buen estado o en estado de falla.

Las simulaciones de Monte Carlo estiman los índices de confiabilidad simulando el proceso verdadero y el comportamiento aleatorio del sistema durante largo tiempo,

introduciendo fallas que obedecen a las distribuciones de probabilidad que se les conocen. El cálculo de los índices de confiabilidad es directo a partir de los resultados de la simulación. Este método, entonces, trata el problema como una serie de experimentos reales conducidos en un tiempo simulado. Los grandes tiempos de cómputo asociados con este método pueden, en ciertos casos, ser excesivos y por lo tanto esto es una limitación. Sin embargo, algunas compañías cuentan con arreglos especiales de cómputo, y para ellas ésta no es una limitación en ninguno de sus estudios.

Para los objetivos de este trabajo no es necesario plantear a detalle estos métodos (Cadena de Markov y Simulación de Monte Carlo) basta con dar una idea general del proceso que implican, aclarar para que sirven, y porque son necesarios. Para mayor detalle en la aplicación de los mismos, hay dos fuentes importantes de fácil acceso: libro “Electric Power Distribución” y la tesis: Teoría y Técnicas para la Evolución de la confiabilidad se Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica”, mencionados en la bibliografía de este trabajo.

Método Enumeración de Contingencias (CEM)

Mención especial merece este método debido a que muestra como se mezclan los aspectos técnicos con la evaluación de costos; la idea general de los métodos es la siguiente: enumera varios componentes en estados de interrupción para obtener los índices en el punto de carga del cliente en relación con el costo. Este método es llamado el método de enumeración de contingencia (CEM). Los índices de suficiencia de punto de carga de clientes primarios son la tarifa de falla promedio (a), la duración de interrupción promedio de (r) y la duración de interrupción anual (U). Se desarrolla de cualquiera de las dos formas siguientes:

- 1 Evaluar cada contingencia, para la carga señala estimar la energía no suministrada (EENS) y costo de interrupción (ECOST), a partir del promedio de carga conectada en el punto de carga, el costo de interrupción; mediante funciones de daño por sector y los rangos de falla e indisponibilidad respectivamente para cada contingencia.
- 2 Evaluar puntos de carga, se realiza un procedimiento similar al de la evaluación de contingencias, para evaluar los puntos de carga, se estiman EENS, ECOST y la tarifa de energía interrumpida (IEAR).

El problema para la estimación en los dos casos es especificar los cálculos de esos tres valores.

CAPITULO IV

DISEÑO IDEALIZADO

Ante una combinación de problemas diversos que actúan recíprocamente una postura muy atractiva en el campo de la planeación es aquella mediante la cual podamos hacer cambios importantes en el futuro, con los que perseguimos expectativas muy altas, centrando nuestra atención más en los fines que en los medios; es así como podemos describir las posibilidades que el diseño idealizado pone en nuestras manos. El diseño idealizado es una técnica sistémica que nos acerca a los conceptos más propios de la Teoría de Sistemas.

En este capítulo se describen brevemente algunas de las características más ilustrativas del enfoque sistémico, que marcaron la pauta para el desarrollo de este documento mediante el diseño idealizado, también se hace una descripción del lugar que le corresponde a esta técnica en el campo de la planeación.

4.1 Antecedentes

Enfoque sistémico

La noción de sistema proveniente de los vocablos griegos: syn e istemi, quiere decir “reunir en untado organizado”. Otra interpretación de sistema es que es un conjunto de objetos, con atributos, donde existen relaciones entre los objetos y entre sus atributos. Por tanto, un sistema se considera siempre contextual, es decir, está rodeado por otros sistemas, donde el contexto mismo es dinámico y ambos se rigen por ciertas reglas específicas. Haciendo ferencia a Herrscher (2006), hay dos modos de encarar el estudio de los sistemas, un modo ingenuo o un modo crítico. El primero ve los sistemas como deberían ser, mientras que el segundo los ve como en realidad son, y asume el desafío, en lo que está a su alcance, de acortar la brecha entre lo que es y lo que debería ser.

El enfoque sistémico puede verse en términos muy generales, como una sucesión ordenada de decisiones: visión, misión, estrategias, metas, plan operativo, programación, implementación y control. Esta sucesión de eventos se desarrolla en un proceso iterativo; vuelve sobre sus pasos, y lleva a cabo la retroalimentación; que le permite al pasar varias veces por la misma etapa, incorporar lo aprendido en las etapas anteriores.

Haciendo referencia a Checklan, podemos mencionar una clasificación de los tipos de sistemas como naturales, diseñados (abstractos y concretos), sistemas de actividad humana y sistemas culturales. Además según su definición estos pueden ser reales, ideales o modelos, por su origen; naturales o artificiales, y por su relación con el ambiente; cerrados o abiertos. Y se consideran para su estudio como suaves o duros, lo que significa que la estructura de tal o cual sistema permite identificar problemas no estructurados o problemas estructurados dentro del mismo. Cuando se trabaja con un sistema, cualquiera que este sea, se debe tener en cuenta que la complejidad de los sistemas es función de la cantidad de variables que lo definen, no del tamaño del sistema.

Al tratar el concepto diseño en el enfoque sistémico, este tiene un sentido profundo, diseñar significa que, en lugar de permitir que algo suceda, lo tomamos en nuestras manos. Eso implica dos cosas: una intención y un método. Intención, porque se requiere de un diseñador, un autor u autores, que deben saber qué quieren diseñar y para qué. Método, porque trátase de lo que se trate, también requiere un procedimiento, todo lo simple o complejo que se necesite, y que guíe la acción de diseñar.

Uno de los autores más reconocidos de metodologías enmarcadas en el enfoque sistémico es Russell L. Ackoff, quien dio origen a la metodología descrita en este capítulo; diseño idealizado. En esta metodología se retoman las ideas fundamentales del enfoque sistémico, con una estructura y propósitos propios, que hacen a la metodología diferente a otras.

Planeación

Para los planeadores es importante distinguir entre dos elementos: el proceso de planeación y el producto que son respectivamente el planeamiento y el plan. La razón es que cuando un plan se ha elaborado por completo este tal vez ya requiera cambios para adaptarse a su entorno, entonces lo que nos queda es el proceso mediante el cual se llegó a dicho plan, para hacer modificaciones

pertinentes. Es justamente en esa diferenciación donde el diseño idealizado; el método de diseño idealizado juega un papel importante; nos permite tener un mapa completo y detallado de la elaboración del plan o diseño, para que cuando se alcance el objetivo final sea posible, con mayor facilidad, retroceder en el proceso para hacer los ajustes necesarios a lo largo de la puesta en práctica del objetivo final.

El diseño se convierte en idealizado cuando define porciones importantes de nuestro futuro, y se plantean en él expectativas muy altas. Al diseño idealizado puede encontrarse relación con las dos áreas más importantes de la planeación; la planeación estratégica y la planeación prospectiva. Por un lado, hace posible que se consideren combinaciones de problemas que actúan recíprocamente y lo hacen con una orientación más bien prospectiva que retrospectiva.¹ Por el otro lado la idealización se interesa en los fines no en los medios. En este sentido, definir hacia dónde se quiere cambiar y cómo lograrlo son dos de los ingredientes activos más importantes del pensamiento estratégico. Sin embargo, dada la inmersión del diseño idealizado en la planeación prospectiva, se describe de forma más amplia en que consiste está.

Uno de los retos de la planeación es capacitar a quienes toman las decisiones, para reconocer lo negativo y positivo de cada situación. A su vez pretende que se tenga la capacidad de actuar con rapidez; contar con una organización que permita implantar decisiones eficiente y eficazmente. A esta segunda capacidad se llama planeación normativa; la planeación prospectiva y la planeación normativa son casi sinónimos. El papel de la prospectiva es proporcionar a todos los responsables de tomar las decisiones, una guía conceptual que tiene que ver con todos los aspectos relevantes de la realidad. En una panorámica general, la prospectiva también puede verse como una respuesta que ofrece la metodología de la planeación a un mundo rápidamente cambiante.

La fase normativa de la planeación se dirige a hacer explícitos los valores, ideales y estilo en los que se basa la toma de decisiones. Parte de una crítica a la realidad, que por un lado debe garantizar la desaparición de las deficiencias identificadas como problemática, es decir, construir una respuesta a los problemas y por otra parte deben provocar la creatividad en la búsqueda de alternativas de futuros, llamadas Proyecciones de referencia. Luego también debe analizarse otra fase fundamental, la de la factibilidad de la prospectiva.

¹ Ackoff Russell L., "El arte de resolver problemas", Editorial Limusa- Noruega Editores, México D.F 2000.

En la prospectiva se consideran diferentes modelos formales. Los modelos son representaciones de la realidad, que pueden ser estáticos o dinámicos en primer caso nos ubicamos en un momento dado del tiempo, en el otro caso nos estamos moviendo en el tiempo. Cuando se trata de modelos dinámicos, se cuenta con una retroalimentación dinámica.

La mayoría de los planificadores están de acuerdo en que sus actividades no pueden llevarse a cabo adecuadamente sin una perspectiva largo plazo.

Justificación

Hasta este punto se ha planteado que el problema de estimación cuantitativa de la confiabilidad en México es un problema de tipo estructurado que será abordado mediante el diseño idealizado, descrito como una metodología perteneciente al campo de la planeación normativa, a su vez perteneciente a la planeación prospectiva, para encontrar propuestas de solución. Con esta interpretación para el autor fueron más claros los alcances que tendría la aplicación de la técnica, pero esta interpretación no se contrapone con la consideración de que el diseño idealizado es parte de la planeación interactiva, Ackoff ().

Dentro de la planeación existe una clasificación de técnicas o metodologías dentro de las cuales cae un problema, por sus características propias; se habla que en la planeación estratégica se cuenta con técnicas que sirven para atacar problemas de competencia. Por otro lado se cuenta con otras técnicas para resolver problemas de tipo operacional y funcional. Luego aparecen técnicas para atacar problemas de carácter normativo; como lo podemos inferir intuitivamente, en este punto estamos hablando de problemas internos del sistema probablemente los haya en la operación del sistema o en cuanto funciones, pero también los hay en cuanto relaciones con el entorno del sistema en estudio. Lo que significa que en el área de problemas de carácter normativo se atacan problemas que requieren una reestructuración que comprende muchos elementos y aspectos del sistema bajo estudio. No sólo se tienen problemas que son de un carácter específico.

Ahora, retomando la problemática identificada a través del diagrama de Ishikawa para la estimación cuantitativa de la confiabilidad en México, se encontró que hay problemas relacionados a recursos financieros, de ambigüedad entre el papel que juegan los actores importantes del sistema, es decir, de normas. Se encontraron problemas operacionales, es decir en la estimación de las interrupciones y de los procesos de medición. Dada la problemática anterior se consideró que la herramienta idónea para abordar el problema tendría que ser una que permitiera

hacer cambios profundos dentro del sistema en estudio, una herramienta de la prospectiva que resuelve problemas de carácter normativo; el diseño idealizado. En esta búsqueda de soluciones al problema, se pueden retomar estas ideas importantes:

“No se planea en función de lo que se espera sino de lo que se quiere. Una postura muy atractiva en el campo de la planeación es aquella en la que el futuro se concibe no sólo como resultado de las condiciones del presente y tendencias del pasado, sino también como objeto de diseño y por tanto elegible dentro de cierto rango, lo que se apoya en el siguiente razonamiento: si nuestras acciones tienen un efecto sobre el futuro, es posible planear no sólo para adaptarnos mejor a las nuevas circunstancias, sino, ante todo, con la intención de lograr efectos deseados”

Concepto: La planeación consiste en el diseño de un futuro deseado, de la manera más efectiva para alcanzarlo (R. L. Ackoff).

4.2 Metodología de diseño idealizado

Construir el futuro deseado a partir de nuestras acciones presentes es cosa de diseñarlo o rediseñarlo idealmente. Cuando se desea reemplazar el sistema existente por otro deseado, considerando que se tuviera la libertad de cambio para hacerlo, se estará hablando de realizar un rediseño idealizado. En el caso de que las transformaciones deseadas no obedezcan a un sistema en funcionamiento, nos estaremos refiriendo a un diseño idealizado. Tanto el diseño como el rediseño son la concepción del sistema que a los diseñadores les gustaría tener en este momento, futuro.

Los fines son los resultados que persiguen las acciones, pueden ser de tres tipos:

- 1 Las metas. Los fines que se espera alcanzar dentro del periodo cubierto por el plan.
- 2 Los objetivos. Lo fines que no se espera alcanzar sino hasta después del período para el que se planea, pero a los que si se puede avanzar dentro de este periodo.
- 3 Los ideales. Los ideales son los fines que se suponen inalcanzables, pero hacia los cuales se cree posible avanzar.

Las metas, por lo tanto, se pueden considerar como medios para alcanzar los objetivos. Los objetivos por su parte, se pueden considerar como medios para perseguir los ideales.

El procedimiento para determinar que fines deben perseguirse empieza con la especificación de los ideales, continua con los objetivos y termina con las metas. La siguiente fase es la determinación de los medios para lograr esos fines. La selección de los fines ideales es el meollo de la planificación interactiva.

De acuerdo con Russell Ackoff el Diseño Idealizado de un sistema requiere cumplir con tres condiciones básicas: 1) técnicamente factible, 2) operacionalmente viable y 3) capaz de rápido aprendizaje y adaptación.

1.- **Factibilidad Técnica:** no debe incorporar ninguna tecnología que actualmente sea desconocida o inaplicable. Se pueden incluir innovaciones tecnológicas, siempre y cuando sean factibles.

2.- **Viabilidad Operativa:** debe ser capaz de sobrevivir una vez que este en funcionamiento, es decir, poder operar en el ambiente actual del sistema.

3.- **Flexibilidad:** Capaz de rápido aprendizaje y adaptación, si se cumplen tres condiciones:

- Que los participantes del sistema deben poder modificar el diseño siempre que lo deseen.
- El diseño debe incluir procesos que le permitan aprender sistemáticamente de su propia experiencia para mejorar su diseño con el paso del tiempo, por lo que es conveniente desarrollar un sistema de información y procesos adecuados de simulación, enfocado a la mejora continua.
- Que todas las decisiones que se hagan dentro del sistema diseñado estén sujetas a control. Esto significa que se deben monitorear los efectos esperados de cada decisión y de las suposiciones sobre las que se basan estas expectativas, se emprenderán las acciones correctivas apropiadas.

Tal sistema de control incluye un sistema de vigilancia del medio ambiente, que revele los cambios que no se anticiparon durante la preparación del diseño idealizado. De este modo será posible la adaptación a los cambios inesperados.

El producto de un diseño idealizado no es un sistema ideal, ya que es susceptible de ser mejorado y de mejorarse él mismo. Por lo tanto no es un sistema perfecto o utópico. Se trata del sistema más eficaz que persigue ideales concebibles por los diseñadores. Es el sistema con el cual los diseñadores reemplazarían el sistema

actual, si fueran libres de hacerlo. Es importante tener en cuenta que un futuro sólo es factible en condiciones ambientales favorables.

En el desarrollo del diseño se deben hacer las suposiciones del comportamiento de las variables más importantes del sistema. Nos hemos referido a ellas como proyecciones de referencia.

Ackoff contrasta el diseño resultante contra lo que él llama escenario de referencia (pronóstico – suposiciones acerca de los futuros medios ambientes en los que el sistema podría tener que operar), que es el futuro lógico del sistema. De esta forma identifica las discrepancias entre ambos escenarios y busca el llenado de las mismas.

Una vez aprobado el diseño, se irán realizando modificaciones para conducirlo hacia su implantación, por lo que será necesario analizar su viabilidad económica, social y política, de tal manera que el diseño resultante sea un diseño creíble y realizable.

4.3 El proceso del diseño idealizado

El proceso del diseño idealizado son tres pasos para el diseño, los cuales se pueden llevar la práctica de manera simultánea, como lo muestra la Figura 4.1.

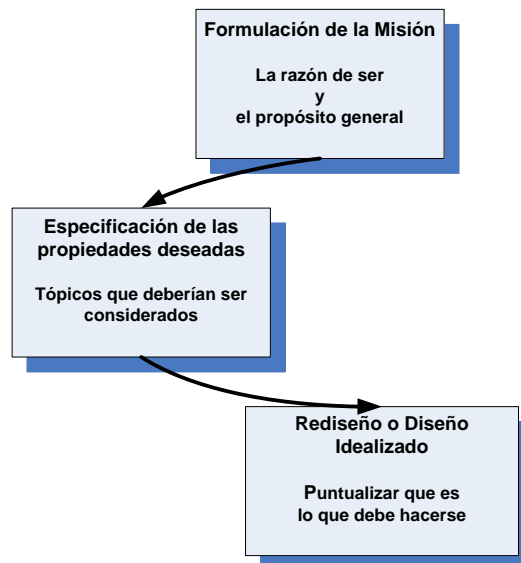


Figura 4.1 Procedimiento para realizar un diseño idealizado.
Fuente: Sánchez Guerrero (2003).

1 Misión

El primero de los elementos de la Figura 4.1 consiste en la misión. Una misión es un propósito muy general que proporciona a todos los integrantes de una organización y a todas sus acciones un sentido de propósito. La selección de una misión provee al diseño idealizado de un punto de referencia que le permite alcanzar la coherencia y armonía entre las partes. El diseño idealizado se inicia con la definición de la visión y posteriormente la formulación de la misión.

La visión es la razón de ser del sistema. La noción de visión está asociada con lo que se conoce como *weltanschauung* o visión del mundo, que es la manera como será concebido el sistema. La visión reflejará el vector resultante que enmarcará el diseño.

La misión entendida como la razón de tener o hacer del sistema. Es la manera en que el sistema incidirá en su ambiente para vivir en la práctica la visión establecida, o sea, son las formas de lograr alcanzar lo que se desea ser. En general la misión es un propósito general, puesto en palabras, que pretende poner en acción a toda la organización o sistema.

Una misión es un propósito muy general que proporciona a todos los integrantes de una organización y a todas sus acciones un sentido de propósito. La selección de una misión provee al acceso del diseño idealizado de un punto de referencia que le permite alcanzar la coherencia y armonía entre las partes.

Formulación de la misión

Para poder construir una misión es muy importante una adecuada formulación de la problemática, como primer paso, luego ya es posible trabajar en los aspectos que darán estructura a la misión.

Formulación de la problemática

La problemática es un sistema de problemas (para Ackoff: MESS). El objetivo es determinar qué pasaría con la organización si su comportamiento continuara; si fuera incapaz de adaptarse. Implica elaborar:

1. Un análisis de sistemas, describiendo detalladamente cómo opera el sistema actualmente,
2. Un análisis de obstrucciones, identificando las características y propiedades de la organización que obstruyen su progreso,
3. Proyecciones de referencia, proyectando aspectos del futuro de la organización asumiendo (1) que no se dan cambios en sus planes, políticas, programas, etc. y (2) el ambiente futuro que se espera hoy,
4. Escenarios de referencia, describiendo cómo y por qué la organización se destruiría si las suposiciones fueran ciertas. El escenario debe ser una síntesis de lo elaborado anteriormente.

Estructura de la misión:

Con base en Zenón (2008), la misión siempre tiene como fin ofrecer una idea amplia, en la mayoría de los casos del negocio en que se interviene, o bien, del sistema del que se trata. Para formular la misión es útil considerar los siguientes niveles de la misión:

Nivel 1. Campo de acción. Constituye el centro del negocio y por tanto de la misión, incluye qué producto o servicio se maneja, a que tipo de cliente se dirige y en qué área geográfica se participa.

Nivel 2. Base del éxito. Es importante aclarar que beneficio especial se ofrece al cliente para atraer su interés, así como las capacidades distintivas o las prácticas que se ponen en juego y que le permiten a la organización tener un desempeño superior.

Nivel 3. Logros fundamentales. Se marca la posición de liderazgo que se tiene o la clase de resultado en los que se habla del éxito de la organización.

Nivel 4. Principios y valores. También llamados la filosofía de la empresa, contiene los principios y valores críticos, con los que la organización se compromete, para con sus empleados, qué se les pide a los mismo y que se le ofrece a la sociedad en su conjunto.

Nivel 5. Lema. En muchos casos se extrae la esencia del negocio, a través de un lema que juega el papel de carta de presentación y grito de batalla.

Nivel 6. Otros. Simplemente aquí quedan aquellos elementos particulares que no están considerados en otra parte y que en algunos casos se estima deben aparecer en la misión.

Cabe aclarar que para cualquier caso específico no se requiere incluir todos los niveles, ni tampoco mantener este orden, puede más bien identificarse como una lista de verificación para de ahí identificar los elementos clave para caracterizar a la organización.

Formulación de la Misión

La misión debe:

- a) Identificar las maneras de que la organización sea efectiva y única,
- b) Unificar a los stakeholders en el propósito,
- c) Hacer la diferencia en lo que la organización hace e
- d) Impulsar el progreso hacia los objetivos medibles de la organización.

Proyecciones de referencia

En la formulación de la problemática orientada a la formulación de la misión, ya se mencionó a las proyecciones de referencia; consisten en la extrapolación del modelo dinámico de la realidad hacia el futuro para detectar fallas o simplemente características que se consideran indeseables, expresado de manera simple, se busca conocer la estructura:

Modelo ↔ **variables** ↔ **interrelaciones**

Escenarios

La técnica de escenarios es un instrumento de la prospectiva que permite reducir el grado de incertidumbre en la toma de decisiones. Consiste en imaginar para un determinado contexto las distintas cosas que pueden pasar, las más probables o posibles. Y desarrollar para cada alternativa el conjunto de características que razonablemente deberían converger para que esa alternativa ocurriese, así como el conjunto de consecuencias que tal vez esa alternativa tendría. Sirven para tres cosas importantes:

- a) Una evaluación global del riesgo
- b) Para prepararse para las más probables de ellas
- c) Para observar tempranamente cualquier señal que indique cuál de las alternativas se está perfilando.

Teniendo en cuenta el objetivo de reducir el grado de incertidumbre para la toma de decisiones, es necesario utilizar varios escenarios bien contrastados con la finalidad de cubrir adecuadamente la trayectoria real futura del sistema considerado; es decir, de manera tal que la trayectoria real del sistema sea contenida, con una alta verosimilitud, por la diversidad de trayectorias correspondientes a los escenarios definidos.

De esta manera se concentran los elementos de la formulación de la problemática que den sentido a la misión que perseguirá el sistema bajo estudio.

2 Especificación de las propiedades para el sistema

Se trata señala Accoff, de trabajar, una vez establecida la “misión”, en especificar sus propiedades, hacer una declaración de las especificaciones del sistema mediante una lista de los tópicos que deben ser considerados. En este ejercicio se comienza con una “lluvia de ideas” y de alguna manera se va afinando con sucesivos aportes. Se recomienda que la preparación de las especificaciones se haga alrededor de una lista de los tópicos que deben ser considerados.

3 Rediseño o diseño idealizado del sistema

En esta etapa deben convertirse las especificaciones en acciones o actividades. Debe especificarse como obtener cada propiedad: elementos de diseño. El diseño es un proceso acumulativo y generalmente empieza con un bosquejo burdo. A

continuación se le agregan detalles gradualmente y se le hacen revisiones. El proceso continúa hasta que se obtiene un diseño suficientemente detallado para poder llevarlo a la práctica. Una vez que se hayan completado los elementos del diseño, se recomienda verificar su factibilidad técnica. Si ésta no resulta evidente para sus diseñadores, entonces debe consultarse a expertos. A continuación se deben ensamblar en un cuadro global y coordinado, un escenario del todo. Este primer borrador global de escenario idealizado debe someterse a una revisión intensa y amplia. Debe verificarse particularmente su viabilidad operacional y la capacidad de aprendizaje y adaptación.

Independientemente de que el sistema que se está diseñando, sea autónomo o subsidiario, su diseño siempre estará restringido por la naturaleza del sistema o sistemas que lo contengan. A causa de estas restricciones, es deseable preparar dos versiones separadas del diseño idealizado: una limitada por el sistema o sistemas que la incluyan y la otra libre de estas restricciones. Si las diferencias entre las versiones restringidas y no restringidas del diseño no son grandes, resulta claro que el futuro del sistema está gran parte en sí mismo. Cuando existen grandes diferencias, los cambios en el sistema que lo contienen constituirán la mayor preocupación del proceso de planeación.

Las razones y beneficios por los que vale la pena realizar el diseño idealizado están relacionadas con la participación, los valores estéticos, el consenso, el interés, la creatividad y la factibilidad.

El diseño idealizado es la formulación de los fines hacia los que la planeación se debe dirigir. La estimación de los tiempos para alcanzar metas o fines tiene que esperar hasta que se seleccionen los medios y se planeen los recursos.

CAPITULO V

PROGRAMA DE ESTIMACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO

5.1 Formulación de la misión

5.1.1 Formulación de la problemática:

Análisis del sistema - Cómo opera actualmente el sistema con base en sus propiedades relevantes

Este análisis se basa en las variables descritas en la problemática: interrupciones, regulación, dinero, medición y usuario con las características del sector eléctrico de distribución en México.

La función básica de un sistema de energía es cumplir con su carga de energía demanda al costo más bajo posible a sus clientes manteniendo niveles aceptables de calidad y continuidad de suministro

1. Sistema De Distribución

En un sistema eléctrico la etapa de distribución empieza cuando la energía sale de una subestación de media tensión entre 23 000 y 6000 V, para suministrarla a los clientes industriales, comerciales o domésticos en niveles de tensión que van de la media tensión 6000 V a baja tensión 127/220 V.

En México la CFE lleva a cabo el proceso de generación, transmisión y distribución. La compañía LyFC dedica la mayor parte de sus esfuerzos a la distribución. El principal regulador que opera sobre ellas es la Comisión Reguladora de Energía (CRE), cuyas actividades se mencionan específicamente en la Tabla 5.1 de este capítulo.

2. Confiabilidad

La confiabilidad se estima de acuerdo al número y duración de las interrupciones, estas pueden ser cortas (< 3 min), o largas (> 3 min).

- **Seguimiento de la interrupción**

El proceso que se sigue para atender las interrupciones en México es a través del sistema Outage Management System (OMS, por sus siglas en inglés). El proceso se desarrolla como lo muestra la Figura 2.5, en la página 37 del capítulo II. El escenario común que se produce después de que un operador recibe llamadas-reporte de los clientes con servicio interrumpido; primero el operador identifica el circuito asociado a estos clientes, realiza esfuerzos de reconfiguración para restablecer el servicio a la mayor cantidad de usuarios-clientes que sea posible sin violar las especificaciones del equipo. Algunos de los equipos que son controlados por SCADA pueden ser teledirigidos, cuando no es posible emplear este sistema de control, las cuadrillas de trabajo se emplean para operar los otros dispositivos. El operador despacha a una cuadrilla para localizar la falla. Cuando la falla es ubicada, la cuadrilla informa y espera más instrucciones. Típicamente, el operador de la cuadrilla aísla la falla operando los interruptores de desconexión. Después de que la conmutación se logra, la cuadrilla repara los equipos dañados y, cuando haya terminado, el sistema regresa a su estado previo al fallo

Con los datos de la duración de la interrupción y el tipo de problemas que la provocó; registrados en los sistemas de monitoreo se estiman, de manera posterior, indicadores de confiabilidad del sistema. En la Figura 5.1, aparecen los principales elementos a considerar.

- **Estimación de la Confiabilidad en redes eléctricas de distribución**

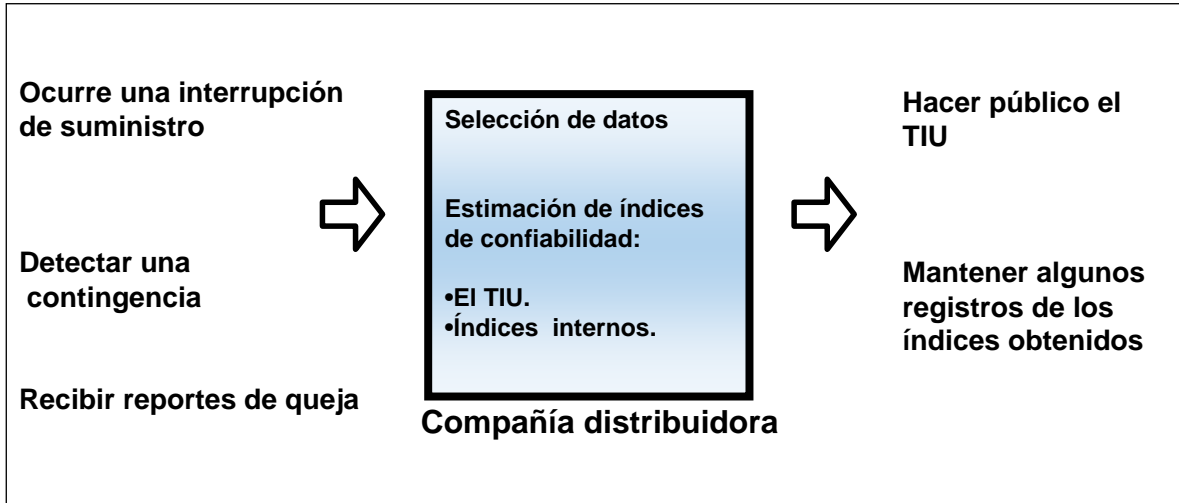


Figura 5.1 Proceso de estimación de índices de confiabilidad. Elaboración propia.

En la Figura 5.1 se representa de manera muy breve, la actual dinámica de estimación del nivel de confiabilidad. Los eventos que se toman en cuenta para la estimación de índices son los reportes de los clientes; que indican contingencias provocadas por fallas en el sistema, por lo que si el cliente se tarda mucho en reportar o no lo hace esa información se pierde. Con la frecuencia y duración de las interrupciones, mediante los métodos probabilísticos de análisis o simulación, se estiman índices de continuidad del sistema. El índice que se da a conocer en el caso de México es el de interrupción al usuario (TIU).

- **Técnicas de modelación y evaluación orientadas a predecir índices de comportamiento**

- Métodos Predictivos
- Métodos de simulación estocástica
Monte Carlo
 - Métodos de Análisis
Procesos continuos de Markov
Métodos de redes y sus aproximaciones

Otros parámetros de confiabilidad, tales como la frecuencia de encontrarse en un estado determinado y la duración promedio de permanencia en dicho estado entregan mucha más información que la probabilidad. Esta es la razón por la cual existen los índices relacionados con la frecuencia y duración de fallas o cortes de suministro de energía eléctrica, mencionados en el capítulo 3.

- **Indicadores para la confiabilidad, en el caso de México**

- ✓ El único indicador al que se hace referencia comúnmente cuando se habla de confiabilidad es el TIU:

$$TIU = \frac{\text{Duración de la interrupción} \times \text{Número de usuarios afectados}}{\text{Número total de consumidores del sistema}} \quad (5.1)$$

En la literatura se reconocen:

- ✓ Interrupciones por cada 100 km de línea (FIL)
- ✓ Porcentaje de índice de disponibilidad (PID)
- ✓ Interrupciones por cada 1000 usuarios (FIU)
- ✓ Interrupciones por circuito (FIC)
- ✓ Tiempo de interrupción promedio por disturbio (TIPDI)

- **Regulación**

Regulación incipiente:

La CRE, no tiene ingerencia en el sector de distribución.

La CRE no ha sido dotada de la autoridad necesaria para imponer normas equitativas de funcionamiento que permitan paliar la posición dominante de la CFE y la acción discrecional del Estado:

- No fija las tarifas a los consumidores finales.
- El área en que la que hasta ahora se ha desempeñado mejor es en la evaluación y el control de las licitaciones para el desarrollo de proyectos de producción independiente.¹

Es decir, la posición de la CRE es todavía muy limitada en cuanto a procesos de normatividad reguladora orientados a la calidad del servicio y respaldo al usuario, siendo estos necesarios en el tema de la confiabilidad. En la Tabla 5.1 aparecen las funciones de los principales organismos reguladores de la CFE.

¹ Suárez Villaseñor Josué H., Pierdant Rodríguez Alberto I., MÉXICO: EFICIENCIA Y RENTABILIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO, *Política y Cultura*, primavera, número 017, Universidad Autónoma Metropolitana – Xochimilco Distrito Federal, México 2002, pp. 117-142.

Entes reguladores de la CFE

Organismo/Institución	Atribuciones
Secretaría de Energía (SE)	<ul style="list-style-type: none"> → Política nacional de energía → Regulación en materia nuclear → Asegurar el cumplimiento de licencias otorgadas → Definir estándares de calidad
Secretaría de Medio Ambiente, recursos Naturales y Pesca (Semarnap)	<ul style="list-style-type: none"> → Regulación ambiental → Regulación en materia de agua
Secretaría de Hacienda y Crédito Público	<ul style="list-style-type: none"> → Definir tarifas eléctricas → Derecho de aprobar y revisar aspectos financieros corporativos → Derecho de establecer normas contables y realizar auditorías → Emite las directrices generales de operación de las empresas públicas y supervisa su aplicación → Establece las políticas de endeudamiento, autoriza operaciones de crédito, instaura el régimen fiscal → Vigila el cumplimiento de las obligaciones en materia de planeación, programación, presupuestación, contabilidad y evaluación → Propone al Congreso el presupuesto de las entidades
Secretaría de Contraloría y Desarrollo Administrativo (Secodam)	<ul style="list-style-type: none"> → Derecho de aprobar y revisar aspectos financieros y corporativos → Derecho de establecer normas contables y realizar auditorías
Secretaría de trabajo y Previsión Social (STPS)	<ul style="list-style-type: none"> → Regulación laboral
Secretaría de Economía	<ul style="list-style-type: none"> → Proteger los intereses de los consumidores → Asegurar el cumplimiento de licencias otorgadas → Define estándares de calidad
Comisión Reguladora de Energía (CRE)	<ul style="list-style-type: none"> → Regulación en materia de servicios públicos, tarifas producción independiente de energía → Proteger los intereses de los consumidores
Comisión Nacional del Agua (CNA)	<ul style="list-style-type: none"> → Regula a la CFE en el consumo de agua para centrales hidroeléctricas → Regula el consumo del uso del agua que deberían tener las centrales
Junta de Gobierno de la CFE	<ul style="list-style-type: none"> → Administración, operación y planeación de la CFE

Tabla 5.1 Organismos reguladores del sector eléctrico mexicano.

Fuente: Suárez Villaseñor y Pierdant Rodríguez, México: Eficiencia Y Rentabilidad del Sector Eléctrico.

Con base en la Tabla 5.1 podemos observar que la Secretaría de Economía y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) son los organismos que tiene atribuciones en el tema de la protección a los intereses del consumidor y en cuanto a estándares de calidad, pero las funciones de ambos organismos son muy generales.

3. Condiciones actuales de las distribuidoras eléctricas

Disponibilidad de recursos

Con base en Suárez y Pierdant (2002), los sectores de generación y transmisión, resultan autofinanciables, pero no la distribución. Esta actividad tiene que financiarse entonces con recursos propios de cada entidad distribuidora. En suma, las tarifas cobradas a los usuarios permiten cubrir los costos operativos y una parte de la inversión (los de generación y transmisión), pero no la totalidad de la expansión del sistema (distribución) que se logra mediante subsidios.

Finanzas y Subsidios

La información oficial al respecto no es consistente en cuanto a la magnitud de los subsidios con la relación precio/costo. De acuerdo con el Programa Sectorial de Energía 2001-2006, la relación entre el precio de las tarifas eléctricas y el costo total de la CFE es de 0.70. Este índice refleja que en México el costo de generar, transmitir y distribuir la electricidad es 42% superior al precio de venta. En la Figura 5.3 es posible ver como han evolucionado las utilidades de CFE entre 2001 y 2005.

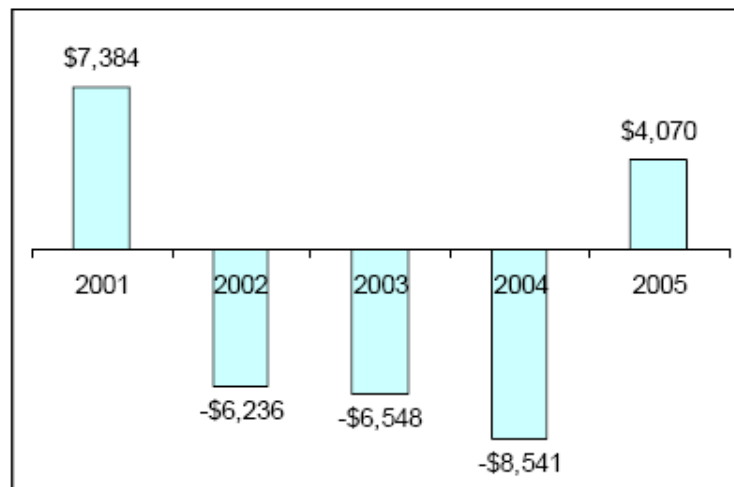


Figura 5.2 Utilidades netas de la CFE, 2001-2005.

Fuente: Fuente de energía, CFE, empresa “rentable”, ¿para quién?, 2005

Como lo muestra la Figura 5.2 entre los años 2002 y 2005 fue dramático el cambio que sufrieron las utilidades obtenidas por la empresa.

Por otro lado, si se considera como referencia el reporte financiero de la CFE del año 2000, en el que se reportan, en números redondos, ingresos por ventas sin incluir transferencias por subsidios, de 97 000 millones de pesos (mmp), gastos totales por 74 mmp, lo que da un remanente de 23 mmp. Si tomamos los ingresos como 100%, entonces los gastos representan 76% y el remanente 24%. Esto significa que los resultados de operación de la CFE arrojaban una ganancia de 24 centavos por cada peso que ingrese por ventas, sin recibir transferencias del gobierno federal por los subsidios que la empresa otorgue a los usuarios. Esta situación equivale a que la CFE está pagando los subsidios que proporciona a algunas tarifas.²

² Suárez Villaseñor Josué H., Pierdant Rodríguez Alberto I., MÉXICO: EFICIENCIA Y RENTABILIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO, *Política y Cultura*, primavera, número 017, Universidad Autónoma Metropolitana – Xochimilco Distrito Federal, México 2002, pp. 117-142.

Centros Importantes de Consumo

Es posible conocer la distribución del consumo de energía eléctrica, a partir de la información publicada por el Centro Nacional de Control de Energía.



Figura 5.3 Centros importantes de consumo

Fuente: Centro Nacional de Control de Energía Octubre 2002

Como podemos observar la zona del centro económico del país, es decir, la ciudad de México, demanda una cantidad drásticamente mayor de energía eléctrica que el resto del país, lo que demuestra la gran variación de dificultades que se tienen que resolver para entregar el suministro eléctrico en México; puntos de gran conflicto, contra zonas controladas, lo que al final resulta en zonas de problemáticas muy distintas.

Hasta este punto podemos resumir que entre los problemas más urgente de las compañías eléctricas del país figuran grandes dificultades financieras; el segmento de distribución depende totalmente de la distribuidora-subsidios, el fenómeno de

las interrupciones requieren de estadísticas particulares para su estudio, un marco de regulación demasiado elemental; la CRE no tiene inferencia en las tarifas y sus funciones son muy generales en relación a la calidad de servicio, los usuarios no están en la posibilidad de exigir un nivel específico de calidad, y en cuanto a medición existe un único indicador de confiabilidad el TIU.

5.1.2 Análisis de Obstrucciones

Se han identificado obstrucciones en dos sentidos, primero las relacionadas a las características propias de la red bajo análisis, y en segundo lugar las relacionadas con la estimación de la confiabilidad en general.

El orden de las obstrucciones más importantes de la red se deriva de la propia construcción y operación del sistema de distribución, debido a que es una red interconectada en todo el país, lo que se hace en un punto de la red repercute en otros puntos de la misma. En cuanto a las prácticas de calidad, se implementan usualmente las mismas; es decir, las políticas que normalmente adopta primero la CFE, las pone en práctica en períodos de tiempo muy cortos la compañía LyFC. Por lo cual el objetivo más ambicioso sería desarrollar un diseño que sea posible implementar en cualquier punto de la red. En sus características intrínsecas; operativa y técnicamente la red eléctrica es muy compleja y se considera que optimizarla es todo un reto tecnológico de la ingeniería.

En términos de las necesidades del sistema, sus problemas más urgentes son en relación a que en algunos puntos de la red la capacidad de la misma se llegue a ver rebasada por la demanda; en muchos casos por usuarios irregulares, y además el estado y capacidad de los equipos no alcance a cubrir las demandas de la red.

Las obstrucciones en términos generales para la estimación de la confiabilidad en redes eléctrica son relacionadas a los aspectos técnicos del sistema de distribución: conformado por las interrupciones y los sistemas de medición. Mientras que para los aspectos no técnicos es posible ubicarlos como problemas de regulación y dinero.

Obstrucciones técnicas relacionadas con las interrupciones y los sistemas de medición:

Del sistema de distribución:

- Tamaño y complejidad del sistema de distribución
- El sistema de distribución tiene problemas que se consideran más urgentes.

De operatividad:

- Metodologías demandantes en recursos de cómputo.
- Bancos de datos muy grandes (se requiere que los elementos del sistema estén documentados, a lo largo de varios años – 10 como base). Debido a que todos los métodos conocidos se basan en la combinación de parámetros de confiabilidad de los elementos componentes, lo que obligaría a llevar un registro de falla de cada componente del sistema eléctrico. Hasta el momento se han empleado los parámetros típicos e información del fabricante.
- Pocos procesos han sido automatizados, que en términos generales representan una red poco automatizada.

Obstrucciones relacionadas con aspectos no técnicos, regulación y dinero:

- Financiamiento.
- El marco normativo existente es demasiado general; no es relevante la estimación de la confiabilidad como indicador de calidad.
- No hay una delimitación clara de responsabilidades entre regulador compañía y usuario final ante la ocurrencia de fallas y problemas en el suministro, en la práctica; porque en la teoría están establecidas en términos generales.
- Los usuarios no están en posibilidades de exigir un nivel específico de confiabilidad, se considera que la gran mayoría de usuarios no paga un el costo real de la energía.

Perturbaciones en el sector eléctrico mundial

- Escasez o encarecimiento de combustibles para generación, a mediano y largo plazo.

5.1.3 Misión (razón de existencia y aspiraciones)

Un programa de estimación periódica de la confiabilidad del servicio de distribución eléctrica a nivel nacional mediante indicadores que consideren costos, carga suministrada, característica del cliente o usuario para predecir el comportamiento del sistema, evaluar el servicio entregado, delimitar responsabilidades entre suministrador, regulador y usuario, eventualmente mejorar la calidad de la entrega del servicio.

La redacción de la misión del programa de estimación de la confiabilidad en redes eléctricas ha cubierto cuidadosamente los aspectos de medición, interrupciones, regulación y usuario, por orden de aparición.

5.2 Propiedades deseadas

La especificación de las propiedades deseadas se desarrollo para alcanzar los propósitos expresados en la misión del programa.

1. Indicadores que consideren costos, carga suministrada, característica del cliente o usuario:

- 1) Medición puntual de las interrupciones.
- 2) Mantener registros históricos de la medición por lo menos de 5 años atrás.
- 3) Implementar la estimación de índices de disponibilidad para conocer los minutos interrumpidos.
- 4) Implementar la estimación de índices de disponibilidad para conocer el número de clientes interrumpidos.
- 5) Para conocer el tipo de interrupción que se produce:
Mantener registros de las causas de la interrupción, llevar a cabo predicción de la confiabilidad por zonas, y registrar el momento del día en que se produce la interrupción; diferenciar los registros por zonas.
- 6) Conocer frecuencia de interrupciones: mediante seguimiento estadístico.
- 7) Desarrollar formatos de datos diferenciados, para el equipo.

- 8) Aplicar los diferentes métodos para evaluar los costos el los que incurre la distribuidora y el cliente ante una interrupción.
- 9) Propiciar el control de calidad del servicio.

1. Evaluar el servicio entregado:

- 10) Propiciar la generación o circulación de recursos financieros de y para la confiabilidad.
- 11) Establecer esquemas de mantenimiento.
- 12) Documentación periódica del estado de los elementos del sistema tales como fusibles, alimentadores, transformadores, etc.

3. Delimitar responsabilidades:

- 13) El grado de continuidad de suministro debe ser función del tipo, importancia y características específicas de la carga atendida.
- 14) Que las distribuidoras cuenten con bases de datos precisas.
- 15) Evaluación periódica de la confiabilidad (llevada a cabo por un organismo regulador).

Se necesita contar, con sistemas de información más elaborados y confiables, que permitan detectar desviaciones en el sistema y coadyuvar en la agilización del proceso de toma de las decisiones correctivas necesarias.

5.2.2 Proyecciones de Referencia

A partir de las variables que definen el comportamiento del sistema en estudio; la estimación de la confiabilidad de las redes de distribución de energía eléctrica; interrupciones, medición, regulación, usuario y dinero, se encontraron las siguientes tendencias:

1. Tendencias para las Interrupciones de suministro con base en la evolución de los circuitos de distribución:

- En general, la tendencia de la confiabilidad es hacia empeorar, por lado de las interrupciones; el hecho principal es probablemente el movimiento gradual hacia voltajes más altos en los circuitos de distribución y hacia la suburbanización. Estas tendencias conducen a circuitos más largos y con más exposición, que se traduce en circuitos más vulnerables y por tanto más interrupciones.

2. Tendencias de los sistemas regulatorios:

- La tendencia general de las nuevas regulaciones de calidad es llegar a controlar la calidad ofrecida a cada cliente.
- Por un lado en la regulación tradicional donde se regula mediante una remuneración basada en costos reconocidos. Las ventajas de este método de remuneración son que permite que el servicio de distribución de energía eléctrica se desarrolle en un entorno estable, tanto para la Distribuidora que tiene garantizada su remuneración, como para el cliente que tiene unas tarifas relativamente estables. Al mismo tiempo, permite que la calidad del suministro mejore tal y como ha venido ocurriendo en los países más desarrollados, fruto de un acuerdo tácito entre el regulador y las Distribuidoras. Estas últimas obtenían la remuneración de sus inversiones globales por el servicio ofrecido a pesar de no haber un reconocimiento explícito de las inversiones en calidad. Los inconvenientes de este método de remuneración son que no incentiva la eficiencia de las inversiones o, lo

que es lo mismo, la reducción de costes, por lo que las redes tienden a estar sobredimensionadas y ser poco eficientes.

- Fruto de los cambios que están ocurriendo en la regulación del sector eléctrico en todo el mundo, se está revisando los métodos de remuneración. Se quiere hacer mayor hincapié en los aspectos de eficiencia económica y reducción de costes, de acuerdo con el nuevo marco regulatorio basado en la competitividad. Para ello, se está proponiendo una remuneración basada en el servicio ofrecido (PBR: *performance-based regulation* o *ratemaking*).

3. Tendencias de la evolución del usuario:

Información Estratégica – Sector Eléctrico México

Variación del gasto destinado a energéticos

Gasto destinado			
Agua, electricidad, gas y otros combustibles			
Ingreso	2004	2005	Var. %
Medio bajo y Bajo	15,20%	15,09%	- 0,68%
Medio Alto	19,68%	20,61%	4,73%
Alto	25,14%	25,44%	1,16%
México	20,85%	21,20%	1,67%

Tabla 5.2. Evolución del gasto destinado a agua, electricidad, gas, entre otros combustibles.

Fuente: Raddar, el consumidor en 31 países, “México ingreso medio alto”, 2006.

Con base en la Tabla 5.2, la tendencia es a requerir una cantidad mayor de recursos energéticos por parte del usuario. La distribución de dichos usuarios en el país corresponde a la Figura 5.4, la cual no se espera que cambien significativamente por lo menos los próximos 10 años.

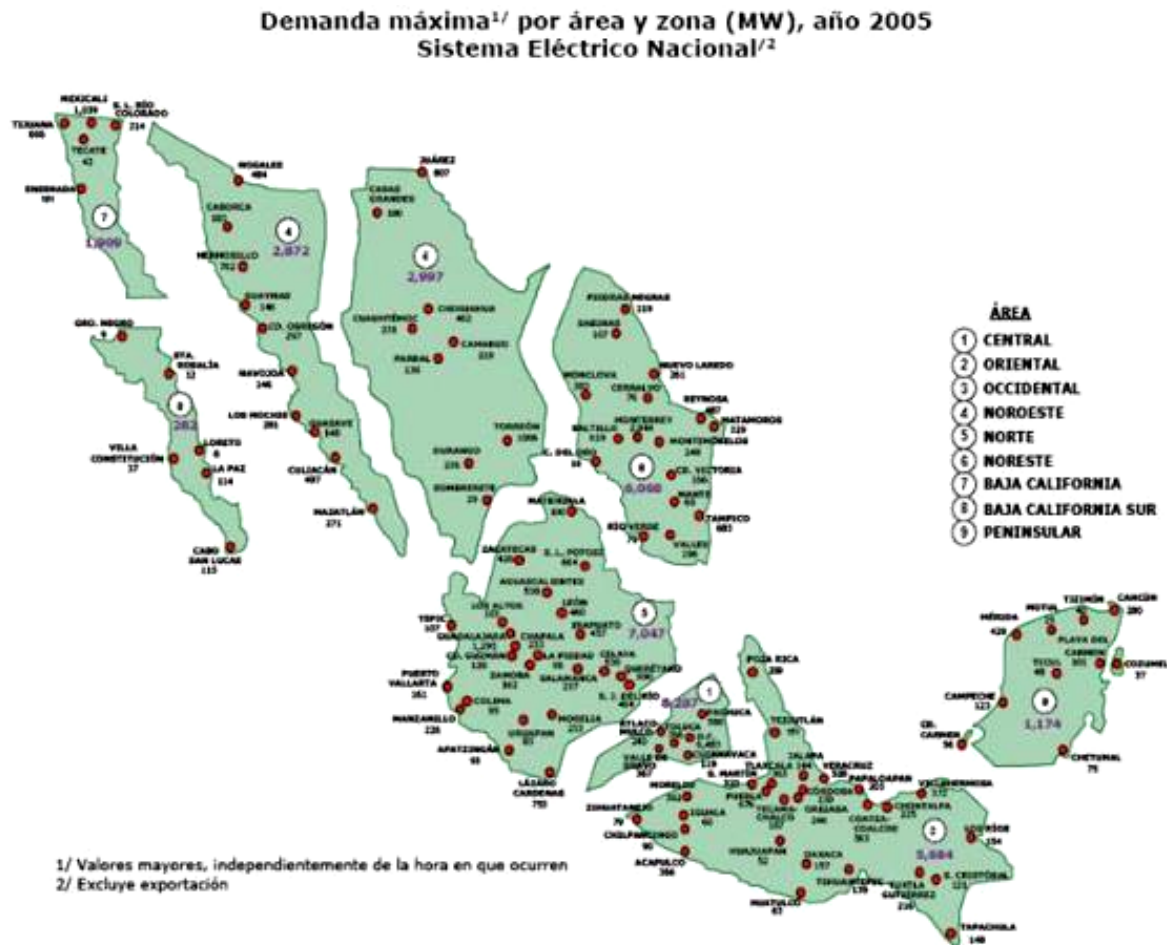


Figura 5.4 Orden de la demanda de energía eléctrica

Fuente: Radiografía de la electricidad en México, Castro 2007.

En la Figura 5.4 es muy claro que las zonas muy problemáticas seguirá siendo la parte centro y oriente del país.

Con base en el documento “Prospectiva energética para el Periodo 2014-2030 del sector Energía de México”, podemos considerar proyecciones de las futuras demandas del usuario y la disposición de recursos, presentadas en las Figuras 5.5 y 5.6.

Tendencias del crecimiento del consumo de energía eléctrica

Escenario Alto

- Periodo de Modelación: 2013 – 2030
- No existen cambios radicales en la canasta de combustibles
- La expansión del sector eléctrico incluye diferentes fuentes de generación como son la hidroeléctrica, ciclo combinado, turbogas, combustión interna y carboeléctrica.
- El PIB, es el factor de crecimiento que marca la pauta para el desarrollo del mercado energético
- En este escenario el PIB crece a una tasa del 4.5% anual, en promedio a lo largo del periodo. De igual forma la población crece a una tasa anual del uno por ciento durante el periodo 2013 -2030.

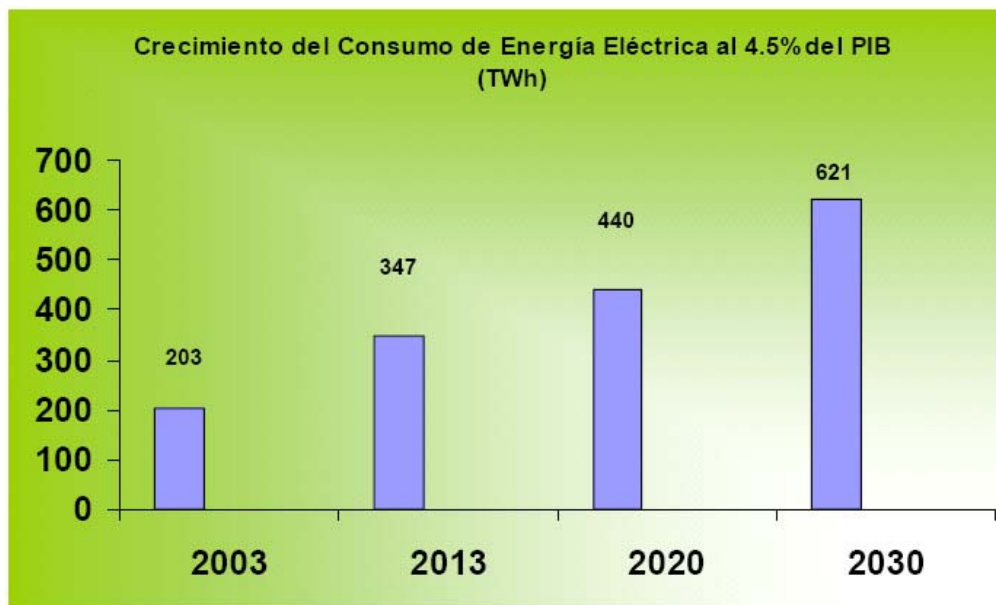


Figura 5.5 Crecimiento del consumo de energía

Fuente: Prospectiva energética para el periodo 2014-2030 del sector Energía de México, 2004.

Escenario Bajo

- Periodo de Modelación: 2013 – 2030
- No existen cambios radicales en la canasta de combustibles.

- La expansión del sector eléctrico incluye diferentes fuentes de generación como son la hidroeléctrica, ciclo combinado, turbogas, combustión interna y carboeléctrica.
- El PIB, es el factor de crecimiento que marca la pauta para el desarrollo del mercado energético.
- En este escenario el PIB crece a una tasa del 2.5% anual, en promedio a lo largo del periodo. De igual forma la población crece a una tasa anual del uno por ciento durante el periodo 2013 -2030.

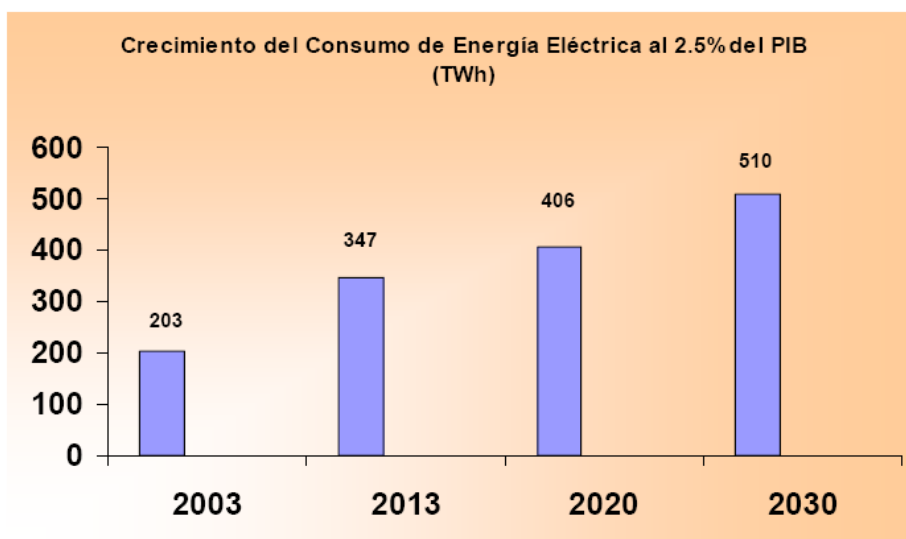


Figura 5.6 Crecimiento del consumo de energía

Fuente: Prospectiva energética para el periodo 2014-2030 del sector Energía de México, 2004.

El crecimiento en los sectores residencial, comercial y servicios no es tan elevado debido a las expectativas de rápido crecimiento en el uso de nuevas tecnologías como son las telecomunicaciones y que se refleja en los supuestos de disminución en la intensidad energética que se visualizó en 1.5 % de disminución por año. Para satisfacer ésta demanda los hidrocarburos seguirán jugando un papel relevante en los casos de alto y bajo crecimiento y su valor oscila en un 80%.

Las energías renovables (geotermia, minihidráulica y solar) participan de acuerdo con las proyecciones en un rango del 2.4% al 3.86%. En el caso de la energía nuclear los costos empleados provienen de la información de Comisión Federal de

Electricidad y la Agencia Internacional de Energía. La energía nuclear tiene un incremento importante en el caso del alto crecimiento económico se triplicará la capacidad tomando como referencia el año 2013 y en el bajo crecimiento duplicaría su valor tomando como base la misma referencia.

Un elemento fundamental que debe tenerse en cuenta en todo trabajo prospectivo, es el referente al contexto internacional.

4. Tendencias relacionadas con la disponibilidad de recursos financieros (dinero)

Hidrocarburos

En las proyecciones de largo plazo al 2030 de la Agencia Internacional de Energía (AIE) establece que el precio regresará en el 2006 a US\$ 22 por barril a precios del 2000 (US\$ 25 a precios corrientes) para mantenerse a dichos niveles hasta el 2010, elevándose posteriormente hasta US\$ 26 por barril en el 2020 y a US\$ 29 por barril en el 2030.

Obviamente con este escenario se contraería la demanda global de hidrocarburos, se promoverían más intensamente las energías renovables y aumentaría la anticipación de los países no miembros de la OPEP en la producción mundial de petróleo crudo.

La intensidad energética entendida como el cociente del consumo nacional de energía entre el PIB tendrían entre el 2020 – 2030 una tendencia decreciente como resultado de las mejoras en cuanto al ahorro y uso eficiente de energía y la implantación de nuevas tecnologías.

Escenarios

Variables sobre las que gira el desarrollo de estos escenarios:

Interrupciones
Medición
Usuario
Regulación
Recursos financieros

Desarrollo de Escenarios:

Para la redacción de estos escenarios se tomo como eje guía la interacción entre: **posibles decisiones estratégicas, los factores clave de decisión, las fuerzas provenientes del medio, escenarios lógicos e implicaciones de las decisiones**, con los elementos particulares que se proponen a continuación.

- DECISIONES ESTRATÉGICAS

Incrementar participación privada en inversión (Recursos financieros)
Fortalecer el papel del Estado mediante Regulación (Regulación)
No cambiar nada (Todas la variables)
Privatizar el sector (Regulación)
Dar prioridad a la automatización del suministro (Sistemas de medición)

- FACTORES CLAVE DE DECISIÓN

Políticas de gobierno
Requerimientos Tecnológicos
Economía
Inversión

- FUERZAS PROVENIENTES DEL MEDIO

Variación del Consumo de energía

Tendencias internacionales, mercados eléctricos, políticas monetarias
Nueva tecnología
Encarecimiento de combustibles

- ESCENARIOS LÓGICOS

Incremento de la demanda de suministro
Crecimiento de la red

Mayor automatización en los procesos de suministro
Modificaciones al esquema actual de las compañías estatales

- **IMPLICACIONES DE LAS DECISIONES**

Repercuten en el sector energético del país, por tanto en la economía

Injerencia directa del Estado

- **ESCENARIO**

Con base en las proyecciones de referencia analizadas, se consideró que la variable que más puede influir sobre el comportamiento del resto, es el papel del usuario, debido a la creciente demanda de energéticos que se le pronostica. A partir de esta interrelación de variables y los factores señalados para el desarrollo de escenarios, se construyeron un escenario tendencial y uno optimista.

1. Escenario tendencial

USUARIO

La necesidad de la estimación de la confiabilidad se ve fuertemente influenciada por una característica muy distintiva del usuario del suministro de la energía eléctrica; el incremento del consumo de energía. **Al producirse un crecimiento irreversible del consumo entre el 2.5 y 4.5 % en relación al PIB, en menos de 10 años** Ha ejercido una cada vez mayor presión para se invertir más recursos financieros en la automatización de la red eléctrica de distribución, debido a que es el área del sector eléctrico que más ha resentido el mencionado incremento en demanda.

MEDICIÓN

El incremento en la demanda trajo como consecuencia que los sistemas de medición mantengan registros más claros del nivel de confiabilidad de las redes eléctricas, y se haya logrado mejorar el seguimiento y predicción de las interrupciones de suministro.

DINERO

Pero por otro lado, está mejora en los sistemas de medición trajo como consecuencia en **incremento de la inversión privada en el sector eléctrico** de generación, las compañías estatales han perdido casi por completo este sector. Lo que al final de la cadena del suministro se ve reflejado en un incremento muy elevado de las tarifas pagadas por el usuario de la energía. Los sectores más afectados son, desde luego, los que dependen totalmente del servicio prestado por la red eléctrica, es decir, aquellos que no pueden considerar otras alternativas como autogenerar su energía, actividad rentable, solo para los grandes consumidores industriales y comerciales.

REGULACION

Derivado de las políticas de gobierno, no se desarrolló el incipiente sistema regulatorio que existía en el país, por lo que el papel del usuario es demasiado vulnerable al incremento de las tarifas eléctricas, complicando cada vez más el control de las compañías sobre sus redes eléctricas, dado que a pesar de que se ha mejorado mucho la red, casi el 90% del cableado aéreo está recubierto por un sistema de aislamiento; y ha crecido mucho la red subterránea, no ha sido suficiente para cambiar el porcentaje de robo de energía. Ante lo que tampoco se buscó proteger a las compañías distribuidoras con problemas financieros y administrativos casi insostenibles.

INTERRUPCIONES

En conclusión podemos decir que el sector eléctrico mexicano estaba preparado para seguir los avances tecnológicos a escala mundial y para cubrir los que su particular operatividad exigía en la industria eléctrica, pero no lo estuvo para adecuar su normatividad a los sistemas regulatorios que buscaban no sólo optimizar el manejo de los recursos financieros sino también proteger el papel del consumidor final y la operatividad de las compañías eléctricas. El sector se centró más en privatizar sus recursos que en desarrollar mecanismos que le permitieran aprovechar el buen desempeño, en el nivel técnico, de las compañías estatales. Y subsanar los problemas conocidos que tenía el sector en la regulación para la calidad del servicio ofrecido, en el manejo de los recursos financieros, y en el poco sustentable sistema de tarifas que desde hacía varios años, requería ajuste de fondo de la estructura completa del sector eléctrico.

2. Escenario optimista

USUARIO

Las últimas tendencias de la calidad de suministro eléctrico han reafirmado a la estimación de la confiabilidad como uno de los indicadores más claros del nivel de servicio entregado al consumidor final. Por lo que el sector eléctrico nacional ha respondido a estas tendencias mundiales fortaleciendo el papel de las compañías eléctricas para que mejorarán el control de las redes eléctricas no solamente el nivel técnico, sino el manejo de sus recursos financieros, en el desarrollo de políticas de calidad orientadas a mejorar la operatividad de las mismas, para entregar un servicio cada vez mejor al usuario. Quien a su vez no sólo se ha vuelto más demandante; incrementando su consumo de manera constante entre un 2.5 y 4.5 %, sino también con un papel más participativo; que ha sido posible a través de la CRE.

DINERO

Organismo que se ha fortalecido al tener una mayor ingerencia en el sector eléctrico. Con las nuevas políticas regulatorias se ha permitido mayor claridad en los resultados obtenidos a partir de los recursos financieros provenientes del servicio de suministro eléctrico, y de la controlada participación privada en los sectores de generación y transmisión.

REGULACION

Han pasado dos cosas muy importantes en el sector eléctrico: primero que actualmente, cuando se habla de suministro mediante redes eléctricas, para el consumidor final, ya no sólo aparecen las compañías eléctricas como responsables del servicio, sino que también nos hemos acostumbrado a pensar en la compañía reguladora como responsable de la calidad del servicio que estamos recibiendo. Y en segundo lugar, también aparece como la responsable de las tarifas que pagamos por el servicio, así como de que esos recursos lleguen a las distribuidoras y sean empleados para la operatividad de las compañías.

El cambio en la industria eléctrica nacional se ha producido gracias a que paulatinamente la Comisión Reguladora de energía fue interviniendo como verdadero arbitro de la actividad de suministro eléctrico limitando el control de algunas áreas de las compañías eléctricas, ya no se auto regulan a sí mismas, pero tampoco son las únicas responsables de la calidad del servicio prestado, comparten esta responsabilidad con la CRE. Por lo que, ha sido posible penalizar o bonificar el desempeño de las compañías eléctricas, hacer más dinámicas las tarifas eléctricas, atender mejor al usuario final; cobrándole a todos de manera más eficiente y resolviendo sus inconformidades con la ayuda de la CRE de manera mas inmediata.

INTERRUPCIONES

Por otro lado la intervención de la CRE también ha permitido que sean más claros los niveles de confiabilidad de las redes eléctricas del país dado que se conocen los índices de frecuencia promedio de interrupción y características de las mismas, en las zonas más conflictivas del país.

MEDICIÓN

El mejor conocimiento de la confiabilidad del sistema de distribución ha sido posible aprovechando en su totalidad el alto nivel técnico alcanzado por las compañías eléctricas dada su experiencia en el manejo y control de sus redes eléctricas, e invirtiendo recursos no solo en la planeación de la capacidad del sistema, sino también en la automatización de las mismas para conocer con más detalle el comportamiento del sistema; a través de los registros históricos de las contingencias que enfrenta en su operatividad, y el seguimiento estadístico de tal comportamiento que se ha llevado a cabo en conjunto con personal de la CRE y de las compañías eléctricas.

5.3 Diseño idealizado

Como ya se mencionó, este ejercicio de diseño idealizado está orientado a la creación de un programa para la estimación de la confiabilidad en un sistema de distribución de energía eléctrica de las características del sector eléctrico mexicano.

La metodología que se siguió para la realización de este ejercicio de diseño idealizado es la desarrollada por R. L. Ackoff, pero dada la apertura de esta metodología, se emplearán algunas herramientas facilitadoras, desarrolladas por profesores universitarios como el M. I. Arturo Fuentes Zenón, con la intención de lograr más de orden y claridad a desarrollo de este trabajo.

5.3.1 Diseño idealizado = imagen objetivo

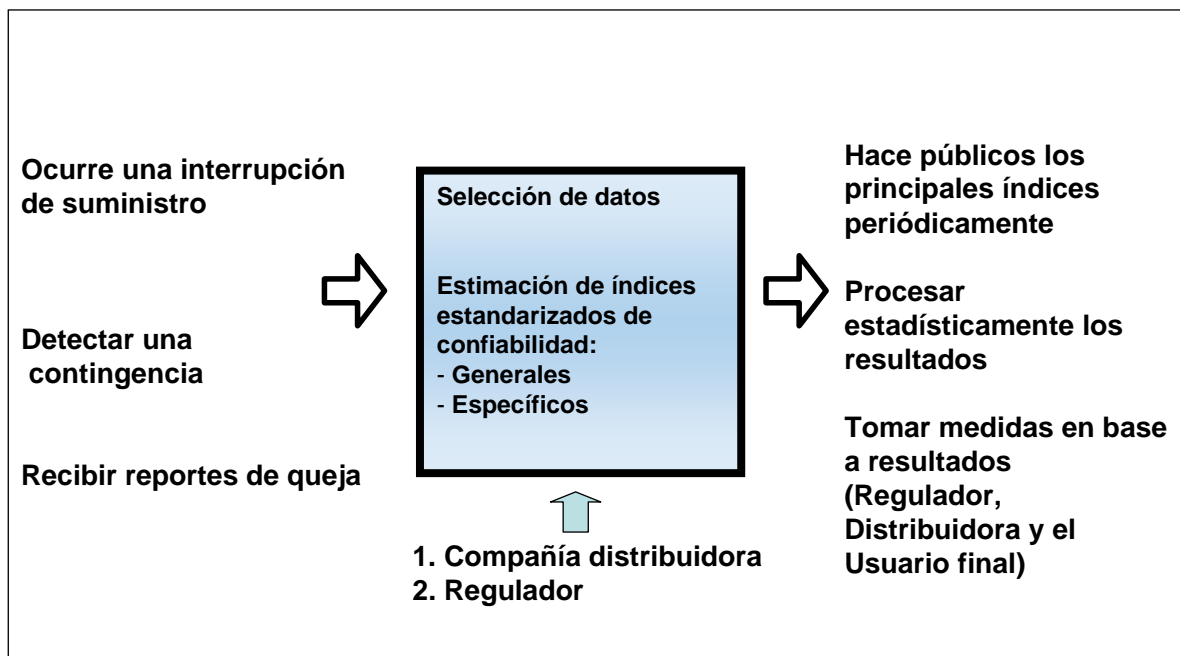


Figura 5.7 Imagen objetivo del programa de estimación de la confiabilidad de suministro en redes de distribución eléctrica.

Elaboración propia.

La función que persigue el diagrama de la Figura 5.7 es que con la información que entra en el sistema al producirse una interrupción, la estimación de la confiabilidad se mejore siendo más específicos en la estimación de índices de disponibilidad del servicio, y más imparciales con la intervención de dos organismos diferentes en dicha estimación: la distribuidora y un regulador. La Figura 5.7 representa los propósitos de diseño.

Proceso básico de diseño con base en Zenón (2000):

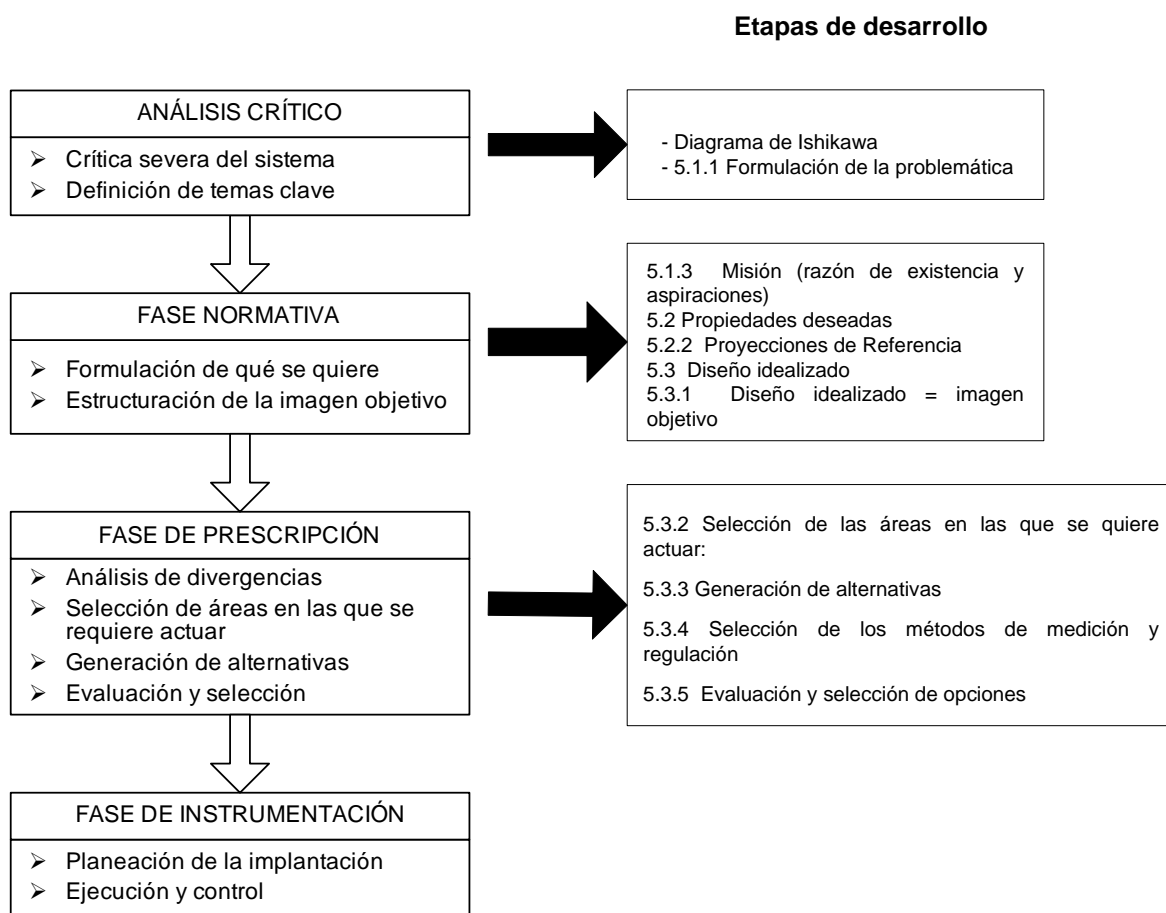


Figura 5.8 Proceso básico del diseño.

A través del capítulo III y V se han desarrollado las etapas de Análisis crítico, fase Normativa y el análisis de divergencias de la fase de Prescripción, a las que

posiblemente se les ha llamado de diferente manera pero a través de la Figura 5.8 es muy ilustrativo lo que se desarrolló hasta este momento, a partir de este punto se desarrollan temas como: **Selección de las áreas en las que se quiere actuar**:

5.3.2 Selección de las áreas en las que se quiere actuar:

Para delimitar las áreas que cubrirá este programa se partió de la idea intuitiva de organizarlo mediante proyectos; actividades, recursos y actores. Se tienen tres proyectos principales:

1. Medición/evaluación
2. Recursos económicos
3. Reglas - Regulación

Del análisis de la problemática surge la idea de centrarnos en los problemas que tienen mayor número de posibles soluciones, que son más controlables, y que representan una necesidad más urgente. Así pues se definieron tres proyectos **Medición y Evaluación, Financiamiento y Regulación**. Por orden de importancia; el objetivo principal de este diseño es la estimación de la confiabilidad, por lo cual, el proyecto base es la **Medición y Evaluación** de la confiabilidad, para lo cual es indispensable contar con **Recursos financieros** que permitan mejorar el estado actual y finalmente es indispensable que los dos proyectos estén ligados por una **Regulación**; que se cuente con reglas claras que posibiliten el alcance de los objetivos.

Dado que es un asunto por demás polémico el hablar de un esquema de regulación en México, en este trabajo se hace necesario mencionarlo, concretamente, ante la imposibilidad de llevar a cabo un proyecto; en este caso de indicadores de confiabilidad, sin especificar a quién le correspondería llevarlo a cabo, de qué manera y por supuesto con qué recursos. Debido a que del análisis de la problemática, una de las primeras conclusiones obtenidas es que no se cuenta con los recursos financieros necesarios para mejorar las problemáticas no críticas que presenta la industria. No es la intención realizar una propuesta concreta de regulación para el sistema eléctrico nacional, sino, únicamente

identificar a los actores y sus responsabilidades, los recursos y las posibilidades de obtenerlos.

1. Medir/Evaluar

Objetivo:

Lograr la estimación de indicadores estandarizados de la calidad del suministro; cuya evaluación se dé continuamente.

2. Financiamiento

Objetivo:

Marcar una ruta de acceso a los recursos necesarios para la implantación y mejoras de proyectos de calidad, como este.

3. Normar/Regular

Objetivo:

Delimitar una estructura regulatoria que permita que se lleve a cabo este proyecto, enfocado a la calidad del suministro; pero relacionado con un gran número de elementos del sistema eléctrico.

5.3.3 Generación de alternativas

El esquema de la Tabla 5.3 representa la estructura del diseño del programa; especificando los procedimientos bajo los cuales se obtendrá cada proyecto. Es cabe mencionar que la propuesta del diseño realizado se expresara en el mismo formato.

				Consideraciones
Proyectos				
	Medir/Evaluar	Financiamiento	Normar	
Actividades				
	Evaluación de indicadores (índices)	Construir una propuesta en base a los esquemas regulatorios	Proponer un esquema regulatorio para la estimación de la confiabilidad	Costo
Recursos				
	Métodos de estimación de la confiabilidad en la distribución de energía eléctrica	Esquemas de financiamiento de los esquemas regulatorios Nuevas propuestas de financiamiento	Reglamentos	Carga Cliente – Usuario
Elementos afectados del sistema				
	Regulador	Distribuidora	Organismo regulador	
	Distribuidora	Financiante		

Tabla 5.3 Estructura del diseño idealizado. Elaboración propia.

Existe un potencial inmenso para aplicaciones de confiabilidad principalmente a través de índices que expresen los costos de interrupciones en los sistemas de distribución.

5.3.4 Selección de los métodos de medición y regulación

2. Medición y evaluación

Partiremos de un breve análisis comparativo de los índices existentes.

Los índices presentados en la Figura 5.9 cubren las áreas más importantes para establecer niveles de confiabilidad, por lo tanto no es tarea necesaria desarrollar otros índices, sino moldear una adecuada aplicación de ello; abarcando las áreas relacionadas a los clientes y a la carga suministrada.

En base a estos mismos resultados es posible hacer el estimado de costos, a partir de información extraída del cliente por un lado y de la empresa por el otro. Y calcular estadísticas: operativas, conocer las causas de las salidas y detectar las partes del sistema con menor confiabilidad

CAPÍTULO 5 PROGRAMA DE ESTIMACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO

5.3.5 Evaluación y selección de opciones

1. Índices de confiabilidad

Índices de confiabilidad basados en el cliente	Índices basados en la carga	Índices propuestos y estimados en México
<p>Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones del Sistema: El SAIFI</p> $SAIFI = \frac{\text{Número total de Interrupciones} \times \text{Clientes}}{\text{Número total de Clientes Alimentados}}$	<p>Índice de Frecuencia Promedio de las Interrupciones del Sistema</p> $ASIFI = \frac{\text{kVA Conectados e Interrumpidos}}{\text{kVA Totales Conectados y Alimentados}}$	<p>Tiempo de interrupción por usuario (TIU)</p> $TIU = \frac{\text{Duración de la interrupción} \times \text{Número de usuarios afectados}}{\text{Número total de consumidores del sistema}}$
<p>Índice de Duración Promedio de las Interrupciones del Sistema: El SAIDI</p> $SAIDI = \frac{\text{Suma de la Duración de las Interrupciones al Cliente}}{\text{Número total de Clientes Alimentados}}$	<p>Índice de Duración Promedio de las Interrupciones del Sistema</p> $ASIDI = \frac{\text{Duración de la Interrupción de los kVA Conectados}}{\text{kVA Totales Conectados y Alimentados}}$	<p>Interrupciones por cada 100 km de línea (FIL)</p> $FIL = \frac{\text{Total de interrupciones sostenidas y no continuas}}{\text{Longitud total en km de líneas primarias en operación}} \times 100$
<p>Índice de Duración Promedio de Interrupciones al Cliente: El CAIDI</p> $CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} = \frac{\text{Suma de la Duración de Interrupción al Cliente}}{\text{Número total de Interrupciones x Cliente}}$		<p>Porcentaje de índice de disponibilidad</p> $PID = \frac{\text{Total de minutos usuario demandados} - \text{Total de minutos usuario no disponibles}}{\text{Total de minutos usuario demandados}} \times 100$
<p>Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio: El ASAI</p> $ASAI = \frac{\text{Horas de Servicio Promedio Disponible} \times \text{Cliente}}{\text{Demanda de Horas de Servicio} \times \text{Clientes}}$		<p>Interrupciones por cada 1000 usuarios (FIU)</p> $FIU = \frac{\text{Total de interrupciones sostenidas y no continuas}}{\text{Número total de usuarios al día último de los meses del periodo especificado}} \times 1000$
<p>Índice de la frecuencia promedio de interrupciones por usuario (CAIFI)</p> $CAIFI = \frac{\sum \text{Número total de interrupciones de los usuarios}}{\text{Número total de usuarios afectados}}$		<p>Interrupciones por circuito (FIC)</p> $FIC = \frac{\text{Total de interrupciones sostenidas y no continuas}}{\text{Número total de circuitos en operación}}$
<p>Índice promedio total de duración de interrupción al usuario (CTAIDI)</p> $CTAIDI = \frac{\sum \text{Duración de las interrupciones por usuario}}{\text{Número total de interrupciones por usuario}}$		<p>Tiempo de interrupción promedio por disturbio (TIPDI)</p> $TIPDI = \frac{\text{Duración en minutos de la interrupción}}{\text{Número de disturbios durante el mes}}$

SAIDI Similar TIU
ASAI Similar PID

Tabla 5.4 Índices de disponibilidad de energía en redes eléctricas
Elaboración propia.

Los índices presentados en la Tabla 5.4 se evaluaron en base a las propiedades deseadas del diseño:

- 3) Implementar la estimación de índices de disponibilidad que para conocer los minutos interrumpidos
- 4) Implementar la estimación de índices de disponibilidad que para conocer el número de clientes interrumpidos,

Para alcanzar las propiedades 3 y 4 se recurrió a las condiciones expresadas en el concepto de confiabilidad para redes eléctricas; se busca cumplir con las condiciones de la definición de confiabilidad en el suministro eléctrico: conocer tiempos tipos y daños involucrados en las interrupciones, expresadas en la Figura 5.9; en un cuadro que ordena con qué índice se cubre cuál área, el cual se empleo para diferenciar los índices de confiabilidad:

Evaluación de los tiempos	Tipos de interrupción
Daños provocados	Costos involucrados

Figura 5.9 Orden de las áreas cubiertas por los índices de disponibilidad de energía. Elaboración propia.

La gran mayoría de métodos de evaluación de la confiabilidad se apegan a lineamientos generales muy similares a los que se resumen en la Tabla 5.4; por lo que se integran en la Figura 5.9.

Con base en la definición de confiabilidad se especifican las siguientes áreas de importancia para la estimación de índices

Índices orientados al suscriptor del servicio

<p>Evaluación de los tiempos</p> <p>SAIDI CAIDI CTAIDI (TIU)</p>	<p>Tipos de interrupción</p> <p>Interrupciones sostenidas: SAIFI ASAI CAIFI CTAIDI SAIDI CAIDI</p> <p>(FIL FIU FIC TILDI)</p>
<p>SAIFI CAIFI ASAI (PID)</p> <p>Medición indirecta que se complementa con estimación de costos</p> <p>Daños provocados</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Métodos indirectos. • Evaluación directa de las interrupciones. • Encuesta directa con los clientes. <p>En combinación con los resultados de los índices de tiempo, tipo y daño</p> <p>Costos involucrados</p>

Índices orientados al sistema

<p>Evaluación de los tiempos</p> <p>ASIDI SAIDI CAIDI</p>	<p>Tipos de interrupción</p> <p>Interrupciones sostenidas: ASIDI ASIDI SAIDI CAIDI ASAI</p>
<p>ASIFI ASAI (PID)</p> <p>Medición indirecta que se complementa con estimación de costos</p> <p>Daños provocados</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Métodos indirectos. • Evaluación directa de las interrupciones. • Encuesta directa con los clientes. <p>En combinación con los resultados de los índices de tiempo, tipo y daño</p> <p>Costos involucrados</p>

Figura 5.10 Áreas de la confiabilidad que es posible cubrir con los índices analizados. Elaboración propia.

Cuando sea posible llevar a cabo **la evaluación de los tiempos de interrupción de suministro, conocer los daños provocados, los tipos de interrupciones que se produjeron y tener una estimación de los costos que conllevaron dichas interrupciones**; estarán cubiertas las condiciones idóneas para la estimación de la confiabilidad en redes eléctricas de distribución, en correspondencia con las Métricas de confiabilidad, descritas en el capítulo 3. En la Figura 5.10 se señala con qué índices, de los ya conocidos, es posible cumplir tal condición.

Es importante agregar que los índices más difundidos y conocidos son SAIDI, CAIFI, SAIFI, CAIDI, ASAI, CTAIDI, por lo cual es recomendable emplearlos, a fin de estandarizar indicadores con los empleados en otros países. Lo cual no excluye la estimación de los otros; importantes para la operación de la distribuidora: FIL, FIU, FIC, TILDI. En cuanto al TIU Y PID sería recomendable sustituirlos por sus similares SAIDI y SAIFI, respectivamente.

Es deseable incluir como parte de este proyecto los objetivos de los índices delimitados cuantitativamente, pero para tal propósito sería necesario incluir una gran cantidad de información específica del sistema eléctrico nacional a la que no es posible tener acceso, por lo tanto, se presentan a manera de ejemplo una estimación hecha para el caso de Argentina, en la Tabla 5.5. En sus diferentes áreas de operación.

Limites de los valores de los índices de disponibilidad (establecidos en el caso de ARGENTINA)

Valores de Referencia 1		
SAIFI	Areas Urbanas:	2,9 Interrup./usuario-semester
	Areas Rural y Urbana Baja Densidad:	4,2 Interrup./usuario-semester
SAIDI	Areas Urbanas:	3,6 horas / usuario-semester
	Areas Rural y Urbana Baja Densidad:	8,0 horas/ usuario-semester
Valores de Referencia 2		
SAIFI	Areas Urbanas:	1,7 Interrup./usuario-semester
	Areas Rural y Urbana Baja Densidad:	2,4 Interrup./usuario-semester
SAIDI	Areas Urbanas:	2,0 horas/ usuario-semester
	Areas Rural y Urbana Baja Densidad:	4,4 horas/ usuario-semester

Tabla 5.5 Valores límite permitidos para los índices de disponibilidad.

Fuente: Ente Nacional Regulador de la Electricidad (Argentina).

3. Regulación

Los esquemas de regulación que se han incluido en este estudio, presentados en la Tabla 5.6 son esquemas orientados a la regulación de la calidad de suministro; empleados en sectores reestructurados. El motivo por el que se toman en cuenta como referencia en este trabajo es porque cumplen la principal característica de todo sistema de regulación; el control de costos, por tal motivo es útil para hacer las especificaciones pertinentes en los aspectos relacionados a la regulación de la confiabilidad.

CAPÍTULO 5 PROGRAMA DE ESTIMACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO

ESQUEMAS REGULATORIOS				
Regulación por tasa de retorno	Regulación por desempeño		Regulación por comparación	
	REGULACIÓN POR LÍMITE DE INGRESO	REGULACIÓN POR LÍMITE DE PRECIO		
Esquema tradicional de regulación de monopolios	Toma en cuenta el incremento anual de la inflación y un factor de corrección asociado a un incremento de productividad	Es un índice general de precios utilizado para ajustar la tarifa, y de ese modo proteger a la empresa de los efectos de la inflación	El desempeño de una empresa regulada es comparado con el de un grupo de empresas comparables	Característica principal
	Ingresos pueden ser ajustados anualmente con el incremento en el número de usuarios y también se suele considerar un ajuste si existen eventos extraordinarios	La esencia de la regulación por precio tope, se encuentra en la correcta elección del factor X	Incluye también un componente de incentivos	Ventajas
No proporcionar los estímulos para ahorrar en los costos y para mejorar la eficiencia, y el recompensar las sobre inversiones				Desventajas
Los ingresos de una distribuidora no deben ser superiores a los costos de proveer el bien o servicio regulado, incluyendo el rendimiento del capital invertido	Crean fuertes incentivos para reducir los costos y maximizar ingresos	Crean fuertes incentivos para reducir los costos y maximizar ingresos	La empresa / podrá cobrar por los bienes o servicios que produzca un precio P , que le permitirá cubrir un porcentaje de sus costos más un componente adicional equivalente al porcentaje de los costos de las demás empresas del sector	Resultados obtenidos
Una de las técnicas más difundidas en el mundo, especialmente en <i>EUA</i> .	Se ha aplicado en empresas distribuidoras de Reino Unido y <i>EUA</i> , entre otras	La forma más común de regulación en el sector de energía eléctrica empleada en Europa, Australia, Puerto Rico, Singapur, Chile, Argentina, Perú, entre otros. En algunos estados de Norteamérica se emplea en combinación con la regulación (ROR)	Reino Unido	

Tabla 5.6 Principales modelos regulatorios, orientados a la calidad de suministro de redes eléctricas. Elaboración propia.

Es muy importante que en un esquema de regulación, el cliente ocupe un lugar bien definido, dado que algunas de las tendencias económicas que impulsan el desarrollo de modelos generales de regulación, tienen diferentes prioridades; se han desarrollado modelos centrados en el papel de la empresa dejando de lado las necesidades del cliente. En esta revisión general de esquemas regulatorios es posible distinguir esta característica en la mayoría de los modelos; están orientados al desempeño de la distribuidora.

Alcance y utilidad práctica de los modelos regulatorios

En el análisis de los diferentes esquemas regulatorios para conocer el alcance y la utilidad práctica que ha tenido cada modelo a lo largo de su aplicación en diferentes sistemas eléctricos del mundo, se realizó una clasificación con estos dos criterios, como se muestra en la Tabla 5.7. Otorgando una calificación entre 0 y 10 a cada una de las características revisadas: **estímulo a la eficiencia, efectos sobre la distribuidora, fundamento e incentivos generados.**

Clasificación de Modelos Regulatorios

Alcances			Utilidad Práctica	
Regulación por tasa de retorno			Una de las técnicas más difundidas en el mundo, especialmente en <i>EUA</i> , <i>Finlandia</i>	3
Estimulo a la eficiencia	No	0		
Efectos sobre la distribuidora	Limita ingresos	-3		
Fundamento	Estabilidad	3		
Incentivos	No	0		

Regulación por límite de ingreso			Se ha aplicado en empresas distribuidoras de Reino Unido y EUA, Noruega, Suecia entre otras	3
Estimulo a la eficiencia	Factor de corrección por productividad	4		
Efectos sobre la distribuidora	Considera a la inflación y a la productividad	6		
Fundamento	Factores de corrección	6		

CAPÍTULO 5 PROGRAMA DE ESTIMACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO

Incentivos	Reducir costos y maximizar ingresos	8		
Regulación por límite de precio			El sector de energía eléctrica empleada en Europa, Australia, Puerto Rico, Singapur, Chile, Argentina, Perú, Países Bajos	5
Estimulo a la eficiencia	Ajustar tarifas	3		
Efectos sobre la distribuidora	protegerla de la inflación	6		
Fundamento	Índice general de precios para ajustar tarifas	7		
Incentivos	Reducir costos y maximizar ingresos	8		
Protección al cliente	Incorporar estándares garantizados			
Regulación por comparación			Reino Unido	3 Tiene aplicaciones más generales
Estimulo a la eficiencia	Comparación con otras empresas	4		
Efectos sobre la distribuidora	Otorga ventaja al mejor desempeño	4		
Fundamento	Compara desempeño	4		
Incentivos	Incluye un componente de incentivos	7		
Comprador único (Regulador)				
Estimulo a la eficiencia	Competencia por el mercado	3	Francia	3
Efectos sobre la distribuidora	Riesgo en el tipo de cambio en los contratos de largo plazo	2		
Fundamento	El Estado mantiene un monopolio de venta al mayoreo	3		
Incentivos	Estimulo a la eficiencia	4		

Tabla 5.7 Alcance y utilidad práctica de los sistemas regulatorios.

Elaboración propia.

Con base en la Tabla 5.7 se obtuvo la Figura 5.11.

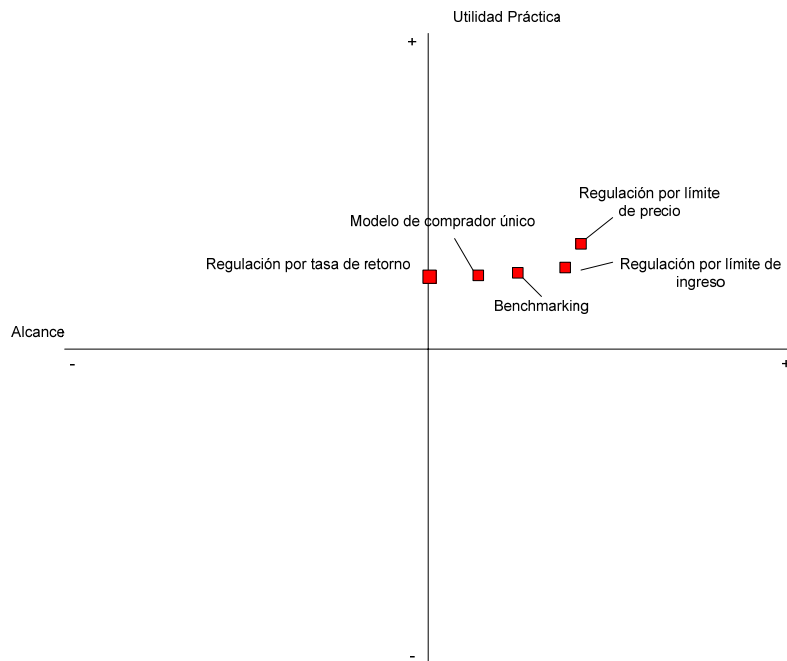


Figura 5.11 Alcance y utilidad práctica de los esquemas regulatorios. Elaboración propia.

En la figura 5.11 aparecen los esquemas de regulación que se utilizan en sectores eléctricos reestructurados. En donde uno de los modelos más completos de regulación es la regulación por límite de precio; cubre **estímulo a la eficiencia, efectos sobre la distribuidora e incentivos generados** de manera más adecuada bajo este criterio de calificaciones otorgadas, seguido muy de cerca por la regulación por límite de ingreso.

5.3.6 Programa para la estimación de la confiabilidad en redes de distribución de energía eléctrica

El planteamiento inicial de este programa consiste en **para qué** crearlo: medición-evaluación, **con qué** recursos financiero y finalmente **cómo** obtener los recursos y llevar acabo la medición-evaluación; normatividad/regulación. A continuación se detallan los elementos de este programa, presentado esquemáticamente en la Figura 5.12 y de manera global en la Tabla 5.8.

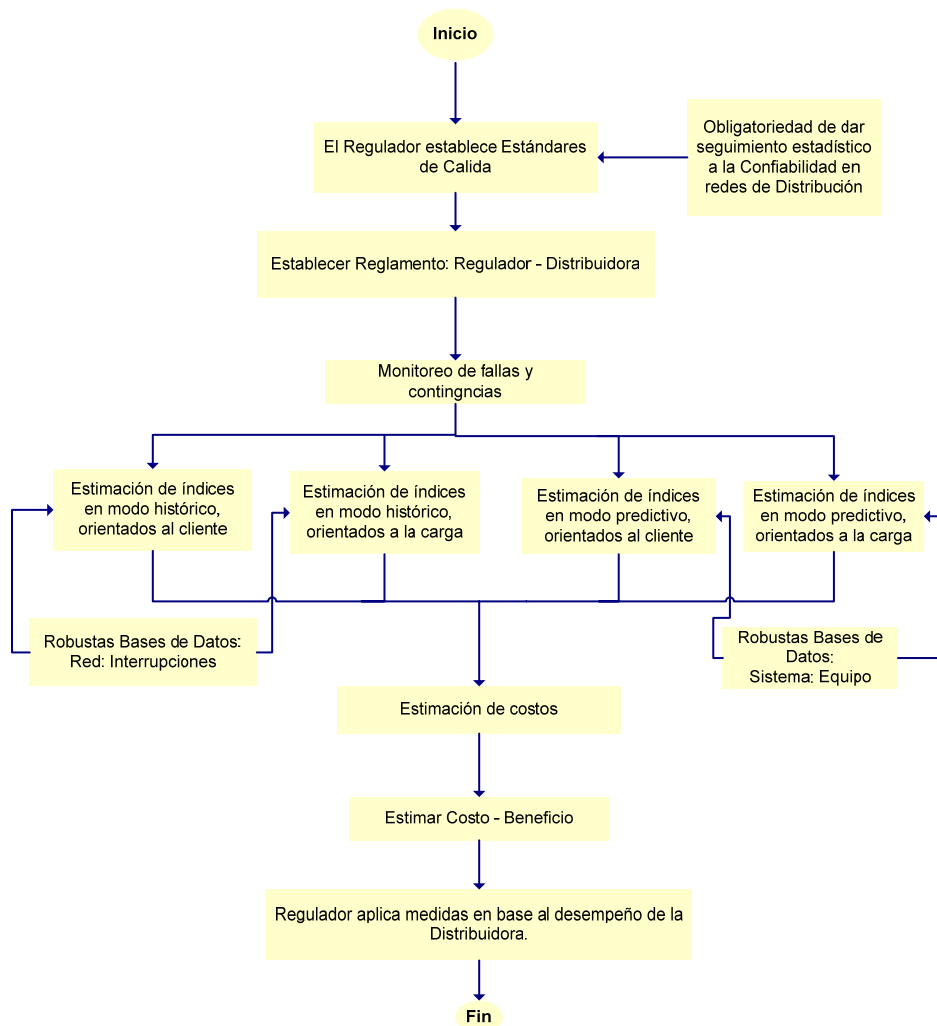


Figura 5. 12 Diagrama de Flujo Del Programa para la estimación de la confiabilidad en redes de distribución eléctrica en México. Elaboración propia.

CAPÍTULO 5 PROGRAMA DE ESTIMACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO

La Tabla 5.8 presenta la estructura del programa diseñado, especificando las actividades necesarias y los recursos para llevarlo a cabo.

Proyectos	Medir/Evaluar		Financiamiento	Normar
Actividades				
	Estimación probabilística		El regulador bonifica o penaliza el desempeño de la distribuidora	El regulador define estándares de calidad
	1. Modo histórico	Calcular Índices de confiabilidad basados en el cliente		
		Calcular Índices Basados en la carga		
	2. Modo predictivo	Calcular Índices de confiabilidad basados en el cliente		
	Llevar a cabo estimación de índices de costos, con los resultados de índices 1 y 2	Calcular Índices Basados en la carga		
Recursos				
	Modo histórico	Computo: Bases de datos del estado de los elementos de toda la red: estadísticas de interrupciones a los usuarios, y/o registros de incidencias de la empresa	Recursos aportados por el regulador. Obtenidos de la diferencia: Beneficio - Costo de la calidad	Reglamento pormenorizado: Regulador - Distribuidora
		Monitoreo de las fallas y contingencias en general		
		Estimación periódica de todos los índices de confiabilidad		
	Modo predictivo	Computo: Bases de datos del estado de los elementos de toda la red: datos necesarios serán datos de fiabilidad de componentes, topología del sistema eléctrico, demanda, clientes, criterios de explotación, etc.		

Tabla 5.8 Programa de estimación de la confiabilidad de en redes de distribución eléctrica. Elaboración propia.

El programa consiste de tres proyectos: medición y evaluación, financiamiento, y normas o regulación. A partir de lo cual se plantearon en la Tabla 5.8 las actividades para cada uno de ellos. El primero, por ser el que define la estructura del programa dado el planteamiento del presente trabajo, es el de estimación y evaluación de índices de disponibilidad del suministro eléctrico en distribución; lo que se plantea es que la estimación se lleve a cabo en modo predictivo e histórico, en ambos casos se emplean criterios de evaluación basados tanto en el cliente atendido, como en la carga suministrada. Después de esta estimación de índices, se propone llevar a cabo una que refleje los costos en los que se incurrió con el grado de disponibilidad alcanzado, que para este caso es lo mismo que el grado de confiabilidad; es decir, lo que se quiere saber es cuánto vale en recursos financieros el nivel de confiabilidad que resulte de la estimación de índices. Por el lado del financiamiento se propone obtenerlo de un modelo regulatorio que pueda arbitrar el desempeño de la compañía distribuidora; que tenga la capacidad de tomar medidas con base en los resultados a través de una forma de penalizaciones o bonificaciones por el servicio entregado. Y el proyecto que da sustento a los otros dos es el de normas o regulación, en el que se propone la creación de un organismo regulador que brinde la estructura necesaria para llevar a cabo tanto la evaluación del nivel de confiabilidad del sistema eléctrico de distribución orientada en la calidad de suministro, así como la generación de los recursos financieros requeridos.

La segunda sección del programa se refiere a la especificación de los recursos necesarios para llevar a cabo cada una de las actividades comprendidas en los tres proyectos. Y la última sección del proyecto, que requiere de menor detalle, se refiere a los actores necesarios para llevar a cabo cada uno de los proyectos.

Las características que aparecen en las actividades y recursos del programa han sido tomadas, o adaptadas con base de la teoría del tema de confiabilidad en distribución, presentado en diferentes capítulos y secciones a lo largo de este trabajo.

El orden para la construcción del programa se estima en la secuencia de eventos presentados en la Figura 5.13.

Desarrollo e implementación del programa

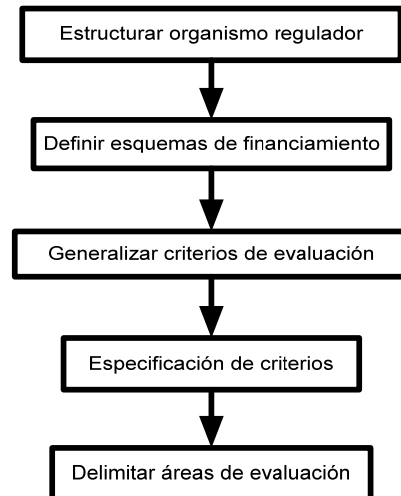


Figura 5. 13 Secuencia las actividades, para el desarrollo del programa. Elaboración propia.

Aparecen en la Figura 5.13 las condiciones mínimas necesarias para llevar a cabo este programa, dadas las condiciones actuales del sistemas, parten de estructurar un organismo regulador; que desde la perspectiva de este proyecto tendría el objetivo de trabajar para mejorar la calidad del servicio de distribución eléctrica, tomando como eje importante de acción la evaluación de la confiabilidad del servicio. Con la capacidad de imponer medidas correctivas a las compañías eléctricas (distribuidores); pero al mismo tiempo de proteger los intereses de estas y de los consumidores, por otro lado.

El siguiente paso es crear esquemas de financiamiento para mejorar la calidad del servicio de distribución, partiendo, también, de encontrar formas de generar recursos para invertir en confiabilidad, empezando por la estimación de la misma.

Cuando se han reunido las condiciones anteriores, es posible y necesario definir criterios generales de evaluación (para la confiabilidad), es decir, como se organizará al sector eléctrico para evaluarse su desempeño en confiabilidad; delimitar áreas, criterios para determinar recursos máximos invertidos.

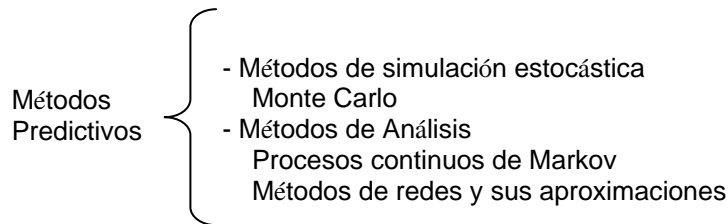
Después de generalizar criterios de evaluación es necesario construir los que serán específicos de acuerdo a las características particulares de las zonas atendidas, características de la carga o bien del cliente.

5.3.7 Especificaciones del programa

1. Medición

Interrupciones

I. Dados los costos que esto representa no es posible hacer mediciones en tiempo real de las contingencias o interrupciones del sistema. La herramienta que se emplea para sustituir este proceso es la estimación probabilística, presentados en este trabajo como métodos predictivos, lo que constituye el primer paso del programa:



A partir de los resultados obtenidos de los métodos predictivos se estiman los índices de continuidad. Descritos a continuación.

1. Modo histórico

◆ Calcular Índices de confiabilidad basados en el cliente

Con base en la definición de confiabilidad se especifican las siguientes áreas de importancia para la estimación de índices

Índices orientados al cliente

<p>Evaluación de los tiempos</p> <p>SAIDI CAIDI CTAIDI (TIU)</p>	<p>Tipos de interrupción</p> <p>Interrupciones sostenidas: SAIFI ASAI CAIFI CTAIDI SAIDI CAIDI</p> <p>(FIL FIU FIC TILDI)</p>
<p>SAIFI CAIFI ASAI (PID)</p> <p>Medición indirecta que se complementa con estimación de costos</p> <p style="background-color: #FFC0CB;">Daños provocados</p>	

Figura 5.14 Índices de disponibilidad basados en el cliente. Elaboración propia.

◆ **Calcular Índices Basados en la carga**

Con base en la definición de confiabilidad se especifican las siguientes áreas de importancia para la estimación de índices

Índices orientados al sistema

<p>Evaluación de los tiempos</p> <p>ASIDI SAIDI CAIDI</p>	<p>Tipos de interrupción</p> <p>Interrupciones sostenidas: ASIDI ASIDI SAIDI CAIDI ASAI</p>
<p>ASIFI ASAI (PID)</p> <p>Medición indirecta que se complementa con estimación de costos</p> <p>Daños provocados</p>	

Figura 5.15 Índices de disponibilidad basados en el cliente. Elaboración propia.

Con la estimación de índices de las Figuras 5.14 y 5.15 se cubren todas las áreas de estimación de la disponibilidad o continuidad del sistema eléctrico de distribución; que representa el estado de la confiabilidad del mismo. Para tener una estimación completa los índices se calculan en dos modalidades, primero de manera predictiva y después con los datos reales, obtenidos de cada año de operación; para establecer una comparación entre los valores reales y los esperados.

Costos

III. Conociendo la frecuencia y duración de las interrupciones se está en posibilidad estimar costos; aplicando a los resultados de los índices de disponibilidad el estimado de costos al cliente, presentados en las Figuras 5.16 y 5.17 en los recuadros de la esquina inferior izquierda, se tiene una estimación del costo de las interrupciones tanto para el cliente como para la distribuidora.

◆ Estimación de Índices de costos – enfocado al cliente

Con base en la definición de confiabilidad se especifican las siguientes áreas de importancia para la estimación de índices orientados al cliente

<p>Evaluación de los tiempos</p> <p>SAIDI CAIDI CTAIDI (TIU)</p>	<p>Tipos de interrupción</p> <p>Interrupciones sostenidas: SAIFI ASAI CAIFI CTAIDI SAIDI CAIDI</p> <p>(FIL FIU FIC TILDI)</p>
<p>SAIFI CAIFI ASAI (PID)</p> <p>Medición indirecta que se complementa con estimación de costos</p> <p>Daños provocados</p>	<ul style="list-style-type: none"> Métodos indirectos. Evaluación directa de las interrupciones. Encuesta directa con los clientes. <p>En combinación con los resultados de los índices de tiempo, tipo y daño</p> <p>Costos involucrados</p>

Figura 5.16 Estimación de índices de confiabilidad orientados al cliente, incluyendo los costos involucrados. Elaboración propia.

◆ Estimación de Índices de costos – enfocado a la carga

Con base en la definición de confiabilidad se especifican las siguientes áreas de importancia para la estimación de índices orientados al sistema

<p>Evaluación de los tiempos</p> <p>ASIDI SAIDI CAIDI</p>	<p>Tipos de interrupción</p> <p>Interrupciones sostenidas: ASIDI ASIDI SAIDI CAIDI ASAI</p>
<p>ASIFI ASAI (PID)</p> <p>Medición indirecta que se complementa con estimación de costos</p> <p>Daños provocados</p>	<ul style="list-style-type: none"> Métodos indirectos. Evaluación directa de las interrupciones. Encuesta directa con los clientes. <p>En combinación con los resultados de los índices de tiempo, tipo y daño</p> <p>Costos involucrados</p>

Figura 5.17 Estimación de índices de confiabilidad orientados al sistema, incluyendo los costos involucrados. Elaboración propia.

Hay diferencia en la estimación de costos cuando la información utilizada se basan en la carga suministrada o en el cliente atendido, por tal motivo se han presentado de forma separada primero en la Figura 5.16; costos enfocados al cliente, con evaluación directa de costos al cliente y encuestas al mismo. En la Figura 5.17; los costos basados en la carga, evaluados mediante métodos indirectos y la evaluación directa de la interrupción.

IV. El siguiente proceso necesario sería hacer la interpretación estadística de los índices de disponibilidad y de los costos de las interrupciones.

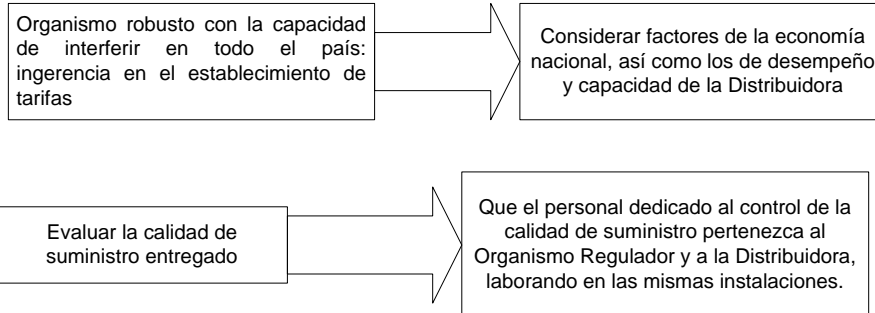
Dichas estadísticas son importantes tanto para la distribuidora, como para el regulador y es deseable que el propio cliente las conozca; de esta manera el nivel de confiabilidad en la red estaría firmemente documentado para la evaluación del suministro cubriendo aspectos tanto técnicos como de servicio, por lo que es importante que el regulador las publique eventualmente. Además de que marque una pauta de mejoras y ajustes.

3. Regulación

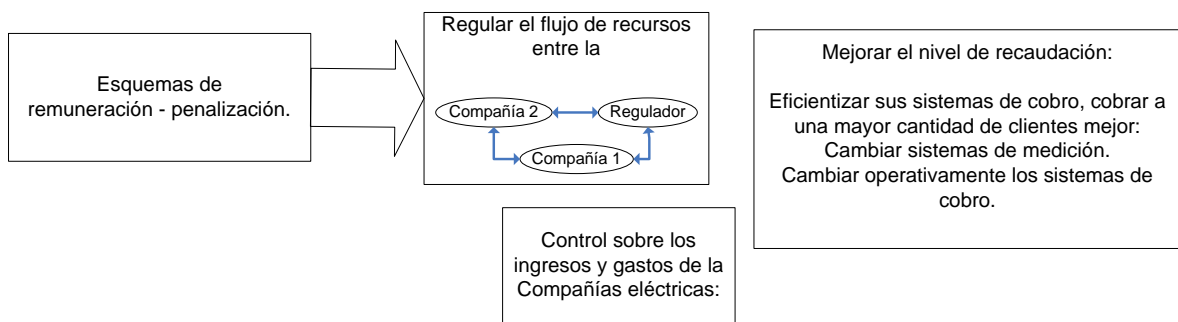
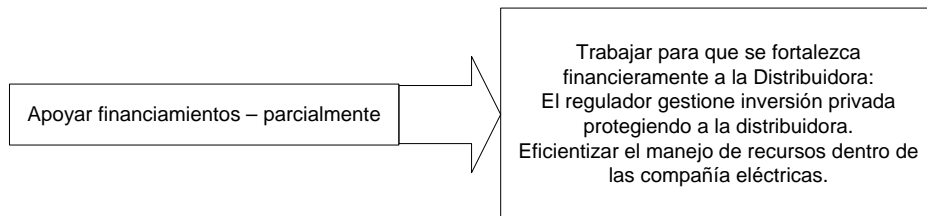
Lo que se busca con este proyecto esencialmente es que se respalde tanto a la compañía como al usuario en la búsqueda de mayor confiabilidad del servicio. El primer sistema de control y apoyo a la distribuidora es la capacidad del regulador para bonificar o penaliza el desempeño de la distribuidora. Las ingerencias del regulador se describen a continuación:

2. El regulador define estándares de calidad
3. Establece un costo - beneficio óptimo socioeconómico
4. Establece un sistema de apoyo financiero a la distribuidora; penalización o bien bonificación; otorgar algunas concesiones, o grados de libertad a la Distribuidora, propicia un intercambio económico entre compañías.
5. Imponer medidas en base a resultados
6. Mediar entre clientes y Distribuidora

Características deseables para la evaluación de la confiabilidad



Respaldo a la compañía distribuidora



Protección al usuario

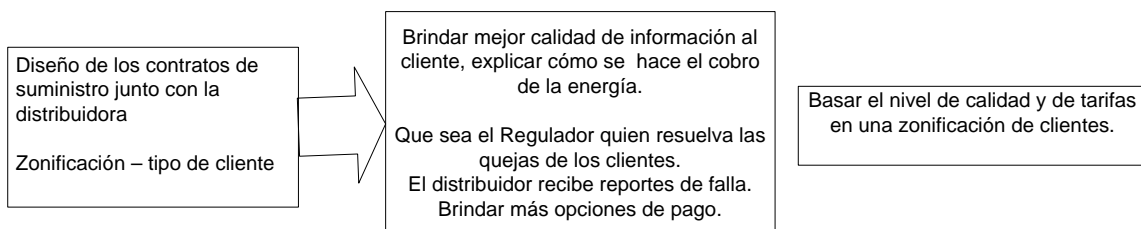


Figura 5.18 Perfil y propósitos del Organismo Regulador. Elaboración propia.

En la Tabla 5.9 se desglosan las características que darán al regulador un perfil, que dé respaldo al desempeño de las distribuidoras y del cliente. Lo que busca este esquema es especificar las funciones del regulador para cubrir las seis características enlistadas.

4. Financiamiento

Es necesario incorporar opciones de financiamiento a través de un regulador porque las compañías eléctricas actuales tienen dificultades financieras para atender el sector de distribución. Con diferentes herramientas se pueden pretender alcanzar los mismos objetivos que otros sistemas regulatorios en cuanto a eficiencia, incentivos y garantías al consumidor.

OBJETIVOS ECONÓMICOS DE LA REGULACIÓN	
Estímulo a la eficiencia	Ajustar ingresos y tarifas
Efectos sobre la distribuidora	Protegerla de la inflación
Fundamento	Diseño de un índice de precios para ajustar tarifas; entre compañías y para el consumidor final
Incentivos	Eficientizar costos
Protección al cliente	Incorporar estándares de servicios garantizados

Tabla 5.9 Regulación.
Elaboración propia con base en teoría de modelos regulatorios.

Los objetivos que persiguen la mayoría de los modelos regulatorios se expresan en las cinco características destacadas en la Tabla 5.9; es posible estimular la eficiencia de las Distribuidoras si reciben apoyo para dinamizar sus ingresos cuando atraviesan por dificultades financieras estos ingresos pueden venir de ajustar sus tarifas y operación, por arreglos entre las compañías como lo propone la Figura 5.18 o gestionados de la industria privada con la participación del regulador. Es importante que las compañías eléctricas no sean vulnerables a los

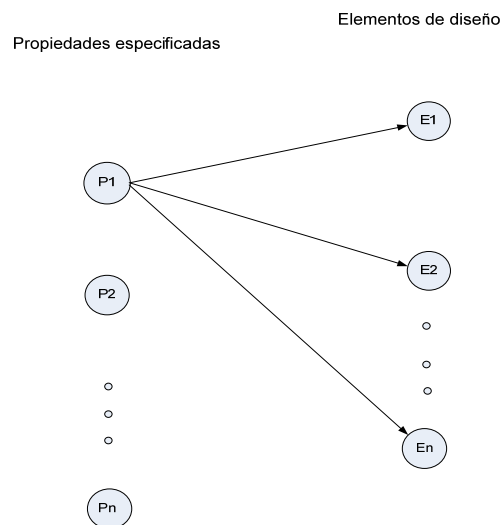
problemas de la economía. El incentivo más importante se alcanza al hacer eficientes los costos. Incorporando estándares garantizados de servicio es como se brindan mayores garantías a los consumidores finales.

5.4 Revisión de las condiciones de Diseño Idealizado

5.4.1 Factibilidad Técnica

La factibilidad técnica del diseño se verifica mediante la relación propiedades deseadas - elementos de diseño, ilustrado en la Figura 5.19.

Factibilidad Técnica



DI

Figura 5.19 Factibilidad Técnica del Diseño Idealizado.

Fuente Sánchez L (2006).

La imagen de la Figura 5.19 consiste en la verificación de la factibilidad técnica; es preciso hacer una revisión de los elementos de diseño que nos permiten alcanzar cada una de las propiedades deseadas del diseño idealizado.

El orden en el que se presenta dicha verificación es el siguiente:

Propiedad deseada	Elemento de diseño que permite alcanzar dicha propiedad
<p>2. Indicadores que consideren costos, carga suministrada, característica del cliente o usuario:</p>	
<p>1) Medición puntual de las interrupciones.</p>	<p>No es posible llevarlo a cabo. Se requiere de una inversión en tecnología cuyos costos exceden los posibles beneficios.</p>
<p>2) Mantener registros históricos de la medición por lo menos de 5 años atrás.</p>	<p>Proyecto: Medición / Evaluación Bases de datos del estado de los elementos de toda la red: estadísticas de interrupciones a los usuarios, y/o registros de incidencias de la empresa distribuidora.</p>
<p>3) Implementar la estimación de índices de disponibilidad para conocer los minutos interrumpidos.</p> <p>4) Implementar la estimación de índices de disponibilidad para conocer el número de clientes interrumpidos.</p>	<p>Proyecto: Medición / Evaluación Calcular Índices de confiabilidad basados en el cliente. Calcular Índices Basados en la carga. Con la estos esquemas es posible cubrir tanto el inciso 3 y 4.</p>

<p>5) Para conocer el tipo de interrupción que se produce: Mantener registros de las causas de la interrupción, llevar a cabo predicción de la confiabilidad por zonas, y registrar el momento del día en que se produce la interrupción.</p>	<p>Proyecto: Medición / Evaluación Bases de datos: Bases de datos del estado de los elementos de toda la red: datos necesarios serán datos de fiabilidad de componentes, topología del sistema eléctrico, demanda, clientes, criterios de explotación, etc.</p> <p>Conocer el momento o la hora en la que se produce la interrupción Proyecto: Medición / Evaluación Monitoreo de las fallas y contingencias en general, pero con una base de datos más detallada.</p>
<p>6) Conocer frecuencia de interrupciones: mediante seguimiento estadístico.</p>	<p>Predicción de la confiabilidad por zonas Proyecto: Medición / Evaluación</p>
<p>7) Desarrollar formatos de datos diferenciados.</p>	<p>Base de datos precisas Proyecto: Medición / Evaluación Desarrollar especificaciones detalladas</p> <p>Bases de datos del estado de los elementos de toda la red: datos necesarios serán datos de fiabilidad de componentes, topología del sistema eléctrico, demanda, clientes, criterios de explotación, etc.</p> <p>Bases de datos del estado de los elementos de toda la red: estadísticas de interrupciones a los usuarios, y/o registros de incidencias de la empresa.</p>

<p>8) Aplicar los diferentes métodos para evaluar los costos en los que incurre la distribuidora y el cliente ante una interrupción.</p>	<p>● Evaluar costos para los clientes Proyecto: Medición / Evaluación – Regulación Óptimo socio-económico Estimación de Índices de costos</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 10px; margin: 10px 0;"> <ul style="list-style-type: none"> • Métodos indirectos. • Evaluación directa de las interrupciones. • Encuesta directa con los clientes. <p style="text-align: center;">En combinación con los resultados de los índices de tiempo, tipo y daño</p> <div style="border: 1px solid black; width: fit-content; margin: 0 auto; padding: 5px;">Costos involucrados</div> </div> <p>Fragmento de la Figura 5.16.</p> <p>● Evaluar costos para la empresa Proyecto: Medición / Evaluación – Regulación Óptimo socio-económico Estimación de Índices de costos</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 10px; margin: 10px 0;"> <ul style="list-style-type: none"> • Métodos indirectos. • Evaluación directa de las interrupciones. • Encuesta directa con los clientes. <p style="text-align: center;">En combinación con los resultados de los índices de tiempo, tipo y daño</p> <div style="border: 1px solid black; width: fit-content; margin: 0 auto; padding: 5px;">Costos involucrados</div> </div> <p>Fragmento de la Figura 5.17.</p>
--	---

9) Propiciar el control de calidad del servicio.	Proyecto: Medición y Evaluación, Financiamiento y Regulación
3. Evaluar el servicio entregado:	
10) Propiciar la generación o circulación de recursos financieros de y para la confiabilidad.	Proyecto: Regulación
11) Establecer esquemas de mantenimiento.	Proyecto: Medición / Evaluación Mantenimiento preventivo
12) Documentación periódica del estado de los elementos del sistema tales como fusibles, alimentadores, transformadores, etc.	Proyecto: Medición / Evaluación Bases de datos: Bases de datos del estado de los elementos de toda la red: datos necesarios serán datos de fiabilidad de componentes, topología del sistema eléctrico, demanda, clientes, criterios de explotación, etc.
4. Delimitar responsabilidades:	
13) El grado de continuidad de suministro debe ser función del tipo, importancia y características específicas de la carga atendida.	Proyecto: Medición / Evaluación Bases de datos: Bases de datos del estado de los elementos de toda la red: datos necesarios serán datos de fiabilidad de componentes, topología del sistema eléctrico, demanda, clientes, criterios de explotación, etc. Proyecto: Medición / Evaluación Establecer 5 zonas-cliente. Calcular Índices Basados en la carga

<p>14) Que las distribuidoras cuenten con bases de datos precisas.</p>	<p>Proyecto: Medición / Evaluación Desarrollar especificaciones detalladas Bases de datos del estado de los elementos de toda la red: datos necesarios serán datos de fiabilidad de componentes, topología del sistema eléctrico, demanda, clientes, criterios de explotación, etc. Bases de datos del estado de los elementos de toda la red: estadísticas de interrupciones a los usuarios, y/o registros de incidencias de la empresa.</p>
<p>15) Evaluación periódica de la confiabilidad (llevada a cabo por un organismo regulador).</p>	<p>Estimar y dar seguimiento a Índices de continuidad: Calcular Índices Basados en la carga Calcular Índices de confiabilidad basados en el cliente</p>

Comentarios

A partir de la revisión realizada, se concluyó que la única característica que no es posible alcanzar con este diseño es la medición puntual de las interrupciones dado que la tecnología para lograrlo es muy cara.

Las otras propiedades deseadas son técnicamente factibles, pero demandantes en recursos como la construcción de bases de datos completas que incluyan incluso la hora del día en la que se produce una falla, y la estimación de índices para la carga que se dejó de suministrar. En cuanto a la estimación de índices y evaluación de costos, se hace posible básicamente con la interacción distribuidora- regulador.

Evaluar los índices económicos y los no económicos con una buena precisión para sistemas de gran tamaño, se lleva a cabo utilizando principalmente técnicas de simulación Montecarlo pseudo-cronológica. Se han desarrollado además algoritmos para la evaluación integrada de las consecuencias estáticas y dinámicas de las suspensiones o interrupciones del servicio. En Brasil (a través de la Escuela Federal de Ingeniería de Itajubá, CEPEL, entre otras instituciones) y en Canadá (a través de la Universidad de Saskatchewan, BC Hydro, Ontario Hydro, etc.) han desarrollado modelos, metodologías y algoritmos para la evaluación de la confiabilidad en sistemas de distribución y sus implicaciones económicas en el mejoramiento de los equipos involucrados.

5.4.2 Viabilidad Operativa

Consiste en la integración de todos los elementos del programa, dándoles el orden adecuado. Para el desarrollo de esta etapa se presenta los tres proyectos contenidos en la tabla original que les dio forma, pero se separan para su análisis en:

1. Recursos
2. Actividades

Para unir y ordenar las piezas del programa diseñado en la verificación de la viabilidad operativa del mismo, se emplearon tres criterios que dan estructura al análisis:

Se desglosaron los proyectos de acuerdo a su ejecución; es decir, primero se analiza la parte correspondiente a los recursos necesarios para los tres proyectos, seguido de las actividades a realizar.

- a. Se establece un orden en una secuencia de pasos a seguir, para cada parte de los proyectos.
- b. Se destacan las especificaciones particulares de los elementos o áreas más significativas de las diferentes secciones de los proyectos.
- c. Se señalan las obstrucciones encontradas para la realización de los objetivos planteados en cada sección del los proyectos.

Al desarrollar estas etapa de la viabilidad operativa ha sido necesario invertir el orden que se planteó al crear el programa, en esta sección el orden empieza por el **cómo: regulación, con qué: financiamiento y finalmente para qué: medir-evaluar**, desarrollar el programa, contenido en la Tabla 5.10.

a. Orden del Proceso para los recursos necesarios en los tres proyectos

I. Recursos				
	REGULACIÓN - NORMAR	FINANCIAMIENTO		MEDIR - EVALUAR
				4. Llevar a la práctica la clasificación de 5 zonas de clientes.
	1. Reglamento pormenorizado : Regulador - Distribuidora	2. Estimar una diferencia : Beneficio - Costo de la calidad Cuando el resultado es positivo, es posible continuar		5. Computo:
		3. El regulador hace llegar recursos a la Distribuidora.	I. Modo predictivo	Bases de datos del estado de los elementos de toda la red: datos necesarios serán datos de fiabilidad de componentes, topología del sistema eléctrico, demanda, clientes, criterios de explotación, etc.
				6. Monitoreo de las fallas y contingencias en general
				7. Mantenimiento predictivo
				8. Dar continuidad al proceso de Estimación periódica de todos los índices de confiabilidad

Tabla 5.10 Recursos para los tres proyectos medición, regulación. Elaboración propia.

En la Tabla 5.10 se establece el orden en el que se tienen integrar los recursos necesarios para llevar a cabo cada uno de los proyectos. El primer paso es establecer las reglas en regulación, y el último dar continuidad a la estimación de índices. Para cada proyecto por separado se hizo una especificación de sus propiedades.

b. Requerimientos para la estimación

Los proyectos que definen los requerimientos en recursos son el de medición y regulación.

MEDICIÓN

Con referencia a la Tabla 5.11 las bases de datos de las que se habla requieren cubrir una cantidad de clientes de 29,864,001; en cuanto elementos del sistema una cantidad aproximada de 991, 104 transformadores. Es por ello que se requiere de bases de datos muy grandes.

	CFE	LyFC	Privadas (PIE)	País
Clientes	24,200,000	5,664,001		29,864,001
Entidades	Todo el país excepto DF	DF, Edo. De México, Morelos, Hidalgo y Puebla		
Transformadores				991,104
Subestaciones		233		1,551
Ventas directas al público	76%			
Ventas a LyFC	23.2%			
Ventas de exportación	0.4%			
Cliente sector Doméstico	87.95%			
Consumo sector Doméstico	26.13%			
Cliente sector Industrial	0.75%			
Consumo sector Industrial	58.80%			
Cliente sector Servicios	0.66%			
Consumo sector Servicios	3.20%			
Cliente sector Agrícola	0.45%			
Consumo sector Agrícola	5.42%			

Tabla 5.11 Tamaño del sector a evaluar.

Fuente: Radiografía de la electricidad en México, Castro 2007.

REGULACIÓN

Con base en el trabajo desarrollado por River (1999) toda regulación debe cumplir una serie de objetivos, o tener ciertas propiedades. En el caso concreto de una buena regulación de calidad, además de ser objetiva, transparente y no discriminatoria, debe:

- 1) Controlar que el nivel de calidad del suministro ofrecido sea acorde con la remuneración percibida por la Distribuidora.
- 2) Conseguir que el nivel de calidad del suministro ofrecido sea el óptimo social.
- 3) Conseguir que los clientes se vean beneficiados por la consecución del óptimo social, sin perjudicar a las Distribuidoras.
- 4) Garantizar que todos los clientes tengan un mínimo de calidad del suministro.

c. Dificultades del proceso – Obstrucciones

En esta sección dedicada a los recursos necesarios para llevar a cabo los proyectos, desglosados en la Tabla 5.11, se encontró que las obstrucciones más significativas son las que presenta el **proyecto de regulación**.

Es posible retomar los criterios generales de algunos modelos regulatorios existentes, pero la mayoría de ellos han sido diseñados para controlar mercados eléctricos competitivos, dado que no es en caso de México es necesario realizar una adaptación de los criterios generales, dado que muchos de ellos separan las funciones de generación y transmisión de las de distribución. Por tal motivo es mucho lo que se tiene que trabajar para tener lo que idealmente sería un sistema regulación orientado a la calidad de suministro basado en el desempeño de una distribuidora, en México.

a. Orden del Proceso para las actividades de los tres proyectos, para la estimación en modo predictivo.

	NORMAR	FINANCIAMIENTO	MEDIR/EVALUAR
II. Actividades	1	2	3
1			Estimación probabilística
	El regulador define estándares de calidad	De la interacción Regulador - Distribuidora: Cuantificar un nivel óptimo socio-económico	Calcular Índices de confiabilidad basados en el cliente
2	DEFINICIÓN DEL ESQUEMA REGULATORIO: REGULACIÓN EN BASE A DESEMPEÑO	Establecer esquema de bonificación-penalización (Provenientes del esquema regulatorio)	1.Modo predictivo Calcular Índices Basados en la carga

Tabla 5.12 Orden que deben seguir las actividades en cada uno de los proyectos. Elaboración propia, con base en los objetivos de la tesis.

En la Tabla 5.12 simplemente se establece el orden en el que se integrarían las actividades que comprenden los tres proyectos. La primera actividad; la actividad 1.1 consistiría en que El regulador definiera estándares de calidad, de la misma forma se llevan a cabo las otras actividades hasta llegar a la última actividad; la 2.3 que consiste en Calcular índices basados en la carga.

b. Dificultades del proceso – Obstrucciones

Las obstrucciones para el desarrollo de las actividades orientadas al desarrollo de los proyectos se producen en el proyecto de medición o evaluación:

En el área técnica es más complicado calcular índices basados en la carga interrumpida que en los clientes interrumpidos por lo tanto; es recomendable seguir los criterios establecidos, calcular ambos índices solo cuando sea posible, no como medida general, tomando estimación de referencia a los índices orientados al cliente.

Al tomar una decisión respecto a la regulación de la continuidad de suministro, los reguladores deben enfrentar algunos problemas comunes preliminares antes de establecer los estándares:

- Medición de las interrupciones: se pueden adoptar diferentes clases de indicadores de continuidad.
- La responsabilidad por las interrupciones: algunas interrupciones no resultan de las actividades del distribuidor.
Estado severo de las condiciones atmosféricas y los “actos de Dios”.³
- Las diferencias en las características geográficas y en la estructura de la red (respecto a este último punto, solamente la influencia de la densidad de la carga ha sido evaluada en una manera cuantitativa).

Es importante mencionar que este programa comprende dos etapas muy similares una estimación en **Modo predictivo** y una en **Modo histórico**, para las cuales se han identificado unos recursos y actividades propias, pero que como se verá ha continuación comprenden básicamente el mismo proceso. Las diferencias que se presentan son mínimas, pero se distinguen como dos secciones diferentes del programa porque aunque pueden parecer la misma actividad no lo son y se debe llevar a cabo una después de la otra, como lo indica la numeración de la primera columna en las Tablas 5.12, 5.14 y 5.15.

En cuanto a las tablas que se refieren a los recursos del programa, la única diferencia entre la Tabla 5.10 y la 5.13, se manifiesta en la casilla referida como 5 recursos de cómputo, el resto de las casillas son exactamente iguales. El mismo proceso se repite con la intención de llevar a cabo una estimación predictiva y luego compararla con una estimación con datos reales o históricos.

³ Existen muchas definiciones para “Actos de Dios” (Fuerza mayor). P. ej. En Italia para la verificación anual de la evolución de los estándares los siguientes eventos no son incluidos:

- Fuerza mayor:
 - Actos de autoridades públicas
 - Desastres naturales
 - Clima adverso cuando los requerimientos de diseño son excedidos.
- Causas externos:
 - Daños por terceros
 - Interrupciones causadas por los usuarios
 - Pérdida de suministro de la red de transmisión
 - Pérdida de suministro de otros distribuidores

a. Orden del proceso. Estimación de la confiabilidad en modo predictivo

III. Recursos				
	NORMAR	FINANCIAMIENTO		MEDIR - EVALUAR
				4. Llevar a la práctica la clasificación de 5 zonas de clientes.
	1. Reglamento pormenorizado: Regulador - Distribuidora	2. Estimar una diferencia : Beneficio - Costo de la calidad Cuando el resultado es positivo, es posible continuar		5. Computo:
		3. El regulador hace llegar recursos a la Distribuidora.	2. Modo histórico	Bases de datos del estado de los elementos de toda la red: estadísticas de interrupciones a los usuarios, y/o registros de incidencias de la empresa.
				6. Monitoreo de las fallas y contingencias en general
				7. Mantenimiento predictivo
				8. Dar continuidad al proceso de Estimación periódica de todos los índices de confiabilidad

Tabla 5.13 Recursos para los tres proyectos medición, regulación. Elaboración propia.

b. Requerimientos de la estimación

Los requerimientos son los mismos que los relacionados a la estimación en modo predictivo en la Tabla 5.11, página 149 de este capítulo.

c. Dificultades del proceso – Obstrucciones

Con base en el documento “Value-Based Distribution Reliability Assessment and Planning” este tipo de bases de datos requiere que los registros de interrupciones del sistema sean acumulados para una historia de cinco años y más. Tales registros deberían incluir los datos específicos de equipos eléctricos, la causa de fallas, periodos de fallas y duraciones, y el número total de cada tipo de equipo en el sistema para obtener los rangos de falla de equipo y duraciones de fallas.

a. Orden del proceso en las actividades de los tres proyectos del programa en la estimación en modo histórico.

	NORMAR	FINANCIAMIENTO	MEDIR/EVALUAR	
IV. Actividades	1	2	3	
3	El regulador define estándares de calidad	De la interacción Regulador - Distribuidora: Cuantificar un nivel óptimo socio-económico	Estimación probabilística	
4			2. Modo histórico	Calcular Índices de confiabilidad basados en el cliente
	DEFINICIÓN DEL ESQUEMA REGULADORIO: REGULACIÓN EN BASE A DESEMPEÑO	Establecer esquema de bonificación-penalización (Provenientes del esquema regulatorio)		Calcular Índices Basados en la carga

Tabla 5.14 Orden que deben seguir las actividades en cada uno de los proyectos. Elaboración propia, con base en los objetivos de la tesis.

Con el método de estimación en forma predictiva o histórica la información requerida es muy similar, con base en Baeza, Rodríguez y Hernández (2003) para la estimación de índices de confiabilidad se utilizan en general los valores

históricos, y con ellos se almacena información por varios años y se realiza un análisis predictivo de la confiabilidad, enfocado a la operatividad del sistema; que contribuye a realizar análisis de costo- beneficio de las inversiones futuras. Y por otro lado, la estimación histórica o real, es decir, una vez concluido el período bajo análisis se lleva a cabo una evaluación con la información real. Un análisis completo es hacer una comparación entre confiabilidad esperada o predictiva y la real, que se ha obtenido después de la operación.

b. Dificultades del proceso – Obstrucciones

La obtención y almacenamiento de registros históricos.

a. Orden del proceso para los tres proyectos, enfocado a estimación de costos.

	NORMAR	FINANCIAMIENTO	MEDIR/EVALUAR
V. Actividades	1	2	3
5	Imponer medidas en base a resultados (Provenientes del esquema regulatorio)	El regulador bonifica o penaliza el desempeño de la distribuidora:	Estimación de Índices de costos: Llevar a cabo estimación de índices de costos, con los resultados de índices 1 y 2
		EVALUAR EL ESQUEMA REGULATORIO	Seguimiento estadístico de los índices

Tabla 5.15 Orden que deben seguir las actividades en cada uno de los proyectos. Elaboración propia, con base en los objetivos de la tesis.

b. Requerimientos de la estimación

Con la Tabla 5.16 se verifica la viabilidad operativa de la estimación de costos de las interrupciones. Con la intención de encontrar los puntos que hacen que operativamente pueda no ser viable estimar el costo de la falta de confiabilidad; los costos de interrupciones.

Costos			
Métodos	Información	Sector al que aplica	Resultados
1. Indirectos	Información macroeconómica	La operación del sistema, sector industrial y al comercial	Los costos de déficit de energía
2. Evaluación directa	Impacto de las suspensiones en cada sector de acuerdo con la utilización de la energía	Todos	Un análisis del costo de las interrupciones que varía desde 10 hasta 115 veces el costo de la tarifa que paga el cliente por kWh.
3. Encuestas al cliente	Costos Directos, solicitados al cliente	Industrial	Percepción del cliente
	Costos Indirectos, el principio económico de la sustitución	Residencial	Percepción del cliente
	Evaluación de las contingencias, percepción del cliente frente a las contingencias del sistema eléctrico	Todos	Percepción del cliente
Una vez estimados los costos de las interrupciones en cualquiera de las tres formas indicadas en esta tabla, es necesario evaluarlos, para lo cual es necesario alguno de estos tres métodos: estimar el costo por interrupción, el costo normalizado por consumo anual de energía y el costo normalizado por pico de carga anual.			
Ni los costos directos, ni los indirectos, puede estar aislado para aportar al costo total de la interrupción, más bien son complementarios por lo que se requiere estimar ambos.			

Tabla 5.16 Estimación de costos de las interrupciones.

Elaboración propia, con base los métodos de evaluación de costos de la confiabilidad.

c. Dificultades del proceso – Obstrucciones: Estimación de costos.

Las obstrucciones que se han encontrado aparecen en relación con una serie de desventajas que aún presenta la aplicación de este método, presentadas en la Tabla 5.17.

Métodos	Desventajas
1. Indirectos	No tienen en consideración la duración de la interrupción y el horario de inicio de la ocurrencia. Las matrices insumo–producto están normalmente muy desfasadas en relación con el año base de estudio y no son muy aplicables al contexto regional.
2. Evaluación directa	Toma en cuenta el costo de la energía no suministrada como un valor de reposición o de indemnización por los daños causados
3. Encuestas al cliente	Costos Directo: Este método tiene algunas limitaciones para el sector comercial y no es aplicable completamente para el caso residencial. Costos Indirectos: El valor del producto substituído o del servicio prestado es una medida del valor del producto original. Evaluación de las contingencias: Es el más recomendado.
La utilización de los costos de interrupción, aún está en una etapa muy preliminar.	

Tabla 5.17 Obstrucciones presentes en la Estimación de costos de las interrupciones.

Elaboración propia, con base los métodos de evaluación de costos de la confiabilidad.

A partir de la Tabla 5.17 es posible señalar que cuando se opta por llevar a cabo la estimación de costos indirectos es necesario hacer también la estimación de los directos, por lo que aún con los inconvenientes ligados a la aplicación de encuestas a los clientes es una forma más completa de obtener una estimación de costos de las interrupciones.

5.4.3 Flexibilidad

Retomando el tema de flexibilidad se comprobó el cumplimiento de las tres condiciones deseables de un diseño idealizado para el programa desarrollado en este capítulo.

1. Los participantes del sistema pueden modificar el diseño

Con base en la Tabla 5.8 los participantes del sistema son: un organismo regulador y las compañías distribuidoras; donde las acciones de ambos recaen sobre los clientes del servicio de distribución de energía eléctrica. Este es un diseño que puede tomar y modificar cualquiera de los dos actores involucrados en él. Destacando de manera muy importante el papel de un organismo regulador como principal coordinador (elemento decisor) de las acciones que se pretenden llevar a cabo.

2. El diseño debe incluir procesos de aprendizaje sistémico de su propia experiencia. Es conveniente el desarrollo de sistemas de información y de simulación.

El programa diseñado pretende seguir las líneas de comunicación y aprendizaje mostrados en la Figura 5.20.

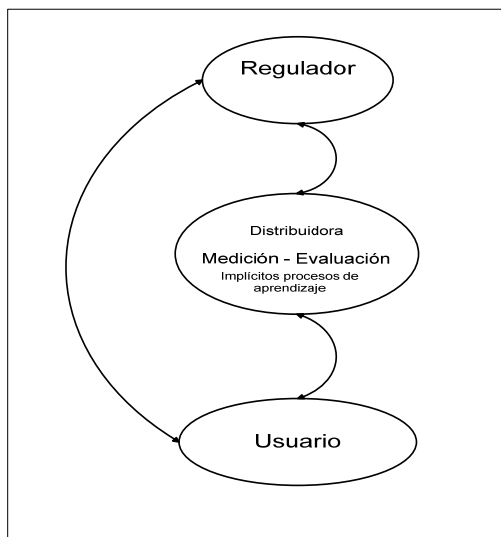


Figura 5.20 Proceso de retroalimentación, entre los elementos del sistema.

Elaboración propia.

Como lo indica la Figura 5.20. el programa incluye herramientas que le permiten el aprendizaje: debido a que gracias a las modificaciones en el sistema regulatorio se pretende mantener comunicación constante entre los tres principales elementos del sistema. Los elementos de evaluación serán llevados a la práctica por la distribuidora, pero con una amplia participación del regulador. Los niveles de confiabilidad se evaluarán de forma anual. Permitiendo a partir de la culminación de cada uno de estos períodos reestructurar los criterios entre Regulador y Distribuidora, contando con la participación del usuario en cuanto a la generación de la información de suministro de energía eléctrica y aportación de recursos financieros; todo ello a través del Regulador.

En cuanto a la estimación de los índices de confiabilidad, se llevaría a cabo mediante información de dos tipos; datos históricos y predictivos lo que permite comparar resultados reales contra los esperados, verificando los métodos de medición empleados, puesto que todo fue posible desarrollarlo dos veces, con la misma estructura, pero con algunos de los datos cambiados. En conclusión con esta estructura de programa es posible ir evaluando resultados con forme estos van surgiendo y rediseñar los procesos.

3. Las decisiones que se tomen deben estar sujetas a control.

Los elementos de control los constituyen las aportaciones que hará cada elemento del programa a los otros, es decir, el grado de cumplimiento de la función o funciones de cada elemento del programa; establecen el nivel de control que se tiene de todo el sistema.

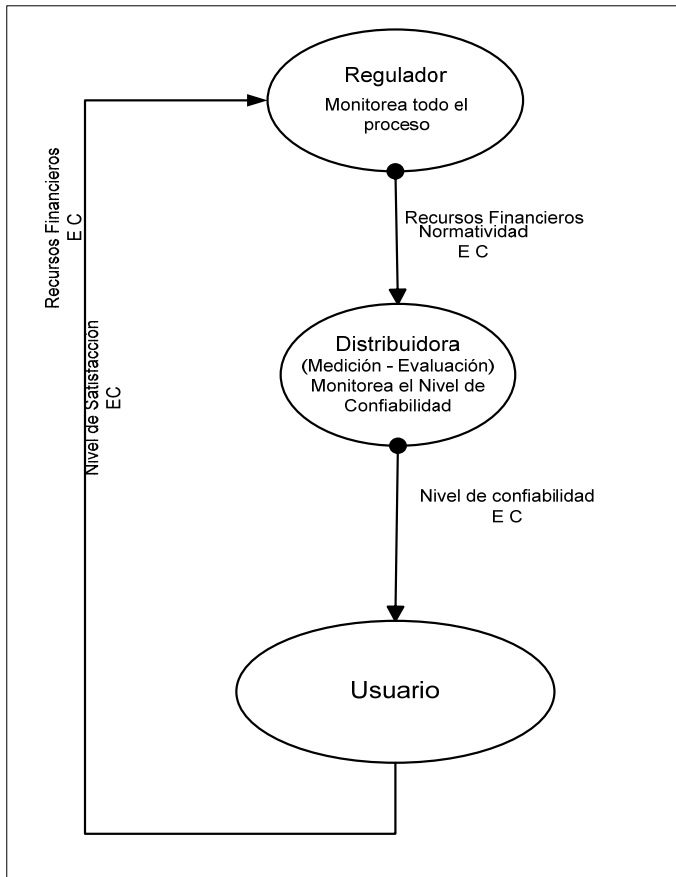


Figura 5.21. Elementos del control del sistema.
Elaboración propia.

El elemento de control (EC) que el regulador puede establecer en el sistema es la normatividad que va a controlar a la distribuidora además cumpliendo con su función de facilitar recursos financieros, cuando la distribuidora cumplan con los niveles de confiabilidad estipulados, por su parte el usuario tiene un elemento de control a través de nivel de satisfacción que obtiene del servicio recibido y su correspondiente aportación financiera.

Como lo indica la Figura 5.21, por la función que desempeña el Regulador es el elemento del sistema que puede establecer más herramientas de monitoreo o vigilancia sobre el cumplimiento de la función de los otros dos importantes miembros del sistema; la distribuidora y los usuarios.

PROGRAMA PARA LA ESTIMACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO

La estructura final del programa de estimación de la confiabilidad en redes eléctricas de distribución, aparece en la Tabla 5.18.

Los recursos marcados como puntos I y III, son condiciones necesarias que deben existir para que se puedan desarrollar las actividades 1.1 a 5.3.

I. Recursos				
	REGULACIÓN-NORMAR	FINANCIAMIENTO		MEDIR - EVALUAR
				4. Llevar a la práctica la clasificación de 5 zonas de clientes.
	1. Reglamento pormenorizado: Regulador - Distribuidora	2. Estimar una diferencia: Beneficio - Costo de la calidad. Cuando el resultado es positivo, es posible continuar		5. Computo:
		3. El regulador hace llegar recursos a la Distribuidora.	I. Modo predictivo	Bases de datos del estado de los elementos de toda la red: datos necesarios serán datos de fiabilidad de componentes, topología del sistema eléctrico, demanda, clientes, criterios de explotación, etc.
				6. Monitoreo de las fallas y contingencias en general
				7. Mantenimiento predictivo
				8. Dar continuidad al proceso de Estimación periódica de todos los índices de confiabilidad

CAPÍTULO 5 PROGRAMA DE ESTIMACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO

	NORMAR	FINANCIAMIENTO	MEDIR/EVALUAR
II. Actividades	1	2	3
1	El regulador define estándares de calidad	De la interacción Regulador - Distribuidora: Cuantificar un nivel óptimo socio-económico	Estimación probabilística
2	DEFINICIÓN DEL ESQUEMA REGULATORIO: REGULACIÓN EN BASE A DESEMPEÑO	Establecer esquema de bonificación-penalización (Provenientes del esquema regulatorio)	1.Modo predictivo Calcular Índices Basados en la carga

III. Recursos				
	NORMAR	FINANCIAMIENTO		MEDIR - EVALUAR
				4. Llevar a la práctica la clasificación de 5 zonas de clientes.
	1. Reglamento pormenorizado: Regulador - Distribuidora	2. Estimar una diferencia : Beneficio - Costo de la calidad Cuando el resultado es positivo, es posible continuar		5. Computo:
		3. El regulador hace llegar recursos a la Distribuidora.	2. Modo histórico	Bases de datos del estado de los elementos de toda la red: estadísticas de interrupciones a los usuarios, y/o registros de incidencias de la empresa.
				6. Monitoreo de las fallas y contingencias en general
				7. Mantenimiento predictivo
				8. Dar continuidad al proceso de Estimación periódica de todos los índices de confiabilidad

CAPÍTULO 5 PROGRAMA DE ESTIMACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO

	NORMAR	FINANCIAMIENTO	MEDIR/EVALUAR
IV. Actividades	1	2	3
3	El regulador define estándares de calidad	De la interacción Regulador - Distribuidora: Cuantificar un nivel óptimo socio-económico	Estimación probabilística
4			2. Modo histórico
	DEFINICIÓN DEL ESQUEMA REGULATORIO: REGULACIÓN EN BASE A DESEMPEÑO	Establecer esquema de bonificación-penalización (Provenientes del esquema regulatorio)	Calcular Índices de confiabilidad basados en el cliente Calcular Índices Basados en la carga

	NORMAR	FINANCIAMIENTO	MEDIR/EVALUAR
V. Actividades	1	2	3
5	Imponer medidas en base a resultados (Provenientes del esquema regulatorio)	El regulador bonifica o penaliza el desempeño de la distribuidora:	Estimación de Índices de costos: Llevar a cabo estimación de índices de costos, con los resultados de índices 1 y 2
		EVALUAR EL ESQUEMA REGULATORIO	Seguimiento estadístico de los índices

Tabla 5.18 Programa de estimación de la confiabilidad en redes eléctricas de distribución.

Elaboración propia.

Un esquema de estimación de la confiabilidad en redes eléctricas de distribución estaría completo, con una estructura como la que muestra la Tabla 5.18, sin embargo, como ya se mencionó a lo largo de este capítulo, hay algunos puntos sujetos a consideraciones especiales. Que se señalan a continuación con base en el orden que dan las condiciones de diseño idealizado: factibilidad técnica, viabilidad operativa y flexibilidad.

Factibilidad técnica

Las propiedades que técnicamente no son factibles ya no se incorporaron en el diseño, que eran las propiedades 1 y parte de la 5.

- 1 Medición puntual de las interrupciones.
No es posible llevarlo a cabo. Se requiere de una inversión en tecnología cuyos costos exceden los posibles beneficios.
- 5 Para conocer el tipo de interrupción que se produce:
Mantener registros de las causas de la interrupción, llevar a cabo predicción de la confiabilidad por zonas, y registrar el momento del día en que se produce la interrupción.

Conocer el momento o la hora en la que se produce la interrupción

Proyecto: Medición / Evaluación

Monitoreo de las fallas y contingencias en general, pero con una base de datos más detallada

Viabilidad operativa

Algunas de las obstrucciones identificadas en esta etapa del diseño idealizado son superables si tanto la distribuidoras como un organismo regulador deciden trabajar en ello, por lo que es este breve resumen de los principales obstáculos del programa descrito en la Tabla 5.18, únicamente se hace referencia a aquellos que no dependen de los involucrados en el sistema.

MEDICIÓN

Índices: Técnicamente es más complicado calcular índices basados en la carga interrumpida que en los clientes interrumpidos por lo tanto; es recomendable seguir los criterios establecidos, calcular ambos índices solo cuando sea posible; dada la estructura y grado de automatización de la red eléctrica de distribución nacional, no como medida general.

Costos: Cuando se opta por llevar a cabo la estimación de costos indirectos es necesario hacer también la estimación de los directos, por lo que aún con los inconvenientes ligados a la aplicación de encuestas a los clientes es una forma más completa de obtener una estimación de costos de las interrupciones.

Flexibilidad.

El diseño cumple con las tres condiciones de flexibilidad de un diseño idealizado, además debido a la estructura tan elemental del programa diseñado, es muy flexible en la interacción entre los elementos constitutivos.

CAPITULO VI

Conclusiones

Este trabajo presenta resultados esperados, debido a que la estimación de la confiabilidad en redes de distribución eléctrica sigue un largo proceso de desarrollo común, donde no es posible separarse de la gran tendencia tecnológica general; las técnicas desarrolladas en el mundo tienen orígenes comunes. Y el área en la que es posible modificar un poco las reglas, es en el entorno regulatorio bajo el cual se pretenden aplicar estas técnicas para obtener cada vez mejores resultados en la optimación de la operación de distribución eléctrica.

Los objetivos planteados se alcanzaron satisfactoriamente:

1. El ejercicio de Diseño idealizado arrojó un programa de estimación sencillo y elemental.

Para poder llevarlo a la práctica haría falta especificar bastante más cada uno de los puntos que se logró ensamblar en él, tarea que correspondería a los actores directamente involucrados completar. Este diseño cumple con la función de definir una estructura completa para llevar a cabo la estimación de la confiabilidad en distribución con éxito, y darle continuidad a tal proceso para contribuir a mejorar la calidad de suministro eléctrico. Las características principales de este programa corresponden a la Figura 5.12, y se retoma como la Figura 6.1.

CAPÍTULO 6 CONCLUSIONES

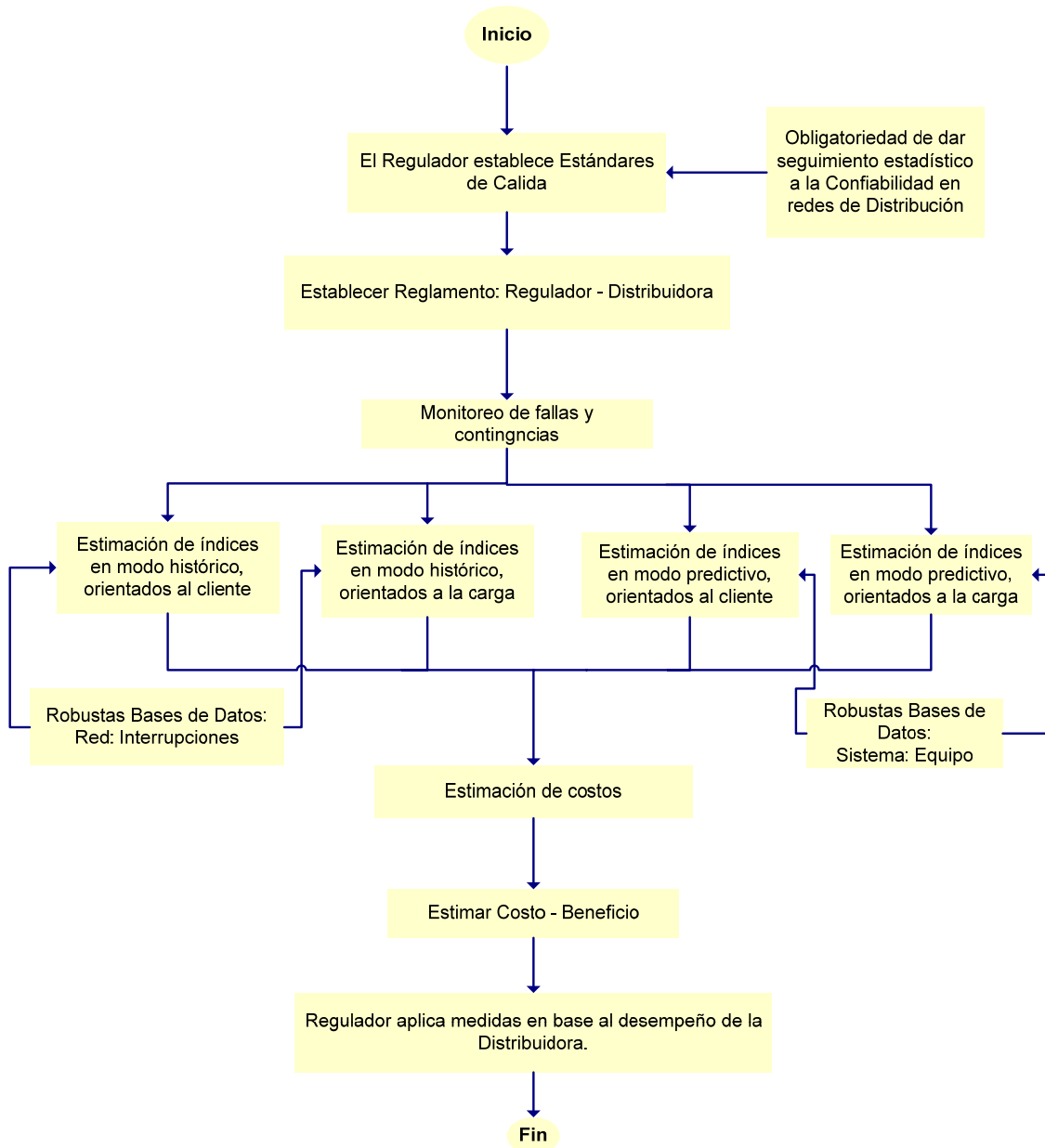


Figura 6.1 Diagrama de Flujo Del Programa para la estimación de la confiabilidad en redes de distribución eléctrica en México.

2. Se llevó a cabo un diagnóstico de los problemas más importantes en México para la aplicación de técnicas de estimación de confiabilidad en redes de distribución eléctrica:

Donde las dificultades más grandes están en el entorno de los sistemas eléctricos, a pesar de que las dificultades en el área técnica son importantes no son únicas, no se puede llegar a resultados realmente satisfactorios sin alterar este entorno. Una forma viable que se encontró para propiciar que se avance en la solución de esta problemática es mejorando el sistema regulatorio que rige la industria eléctrica en México. El papel de los cinco aspectos mencionados ampliamente en este trabajo dan sustento a este comentario; en área técnica: las **interrupciones** y los **métodos de medición** de la confiabilidad, las características del entorno del sistema eléctrico; **el sistema regulatorio**, los **recursos financieros** disponibles y el propio **cliente atendido**.

En términos específicos los problemas más importantes ubicados se resumen en dos vertientes; regulación y confiabilidad.

Regulación

Regulación incipiente:

La CRE, no tiene ingerencia en el sector de distribución.

La CRE no ha sido dotada de la autoridad necesaria para imponer normas equitativas de funcionamiento que permitan paliar la posición dominante de la CFE y la acción discrecional del Estado:

- No fija las tarifas a los consumidores finales.
- El área en que la que hasta ahora se ha desempeñado mejor es en la evaluación y el control de las licitaciones para el desarrollo de proyectos de producción independiente.¹

La posición de la CRE es todavía muy limitada en cuanto a procesos de normatividad reguladora orientados a la calidad del servicio, control sobre las

¹ Suárez Villaseñor Josué H., Pierdant Rodríguez Alberto I., MÉXICO: EFICIENCIA Y RENTABILIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO, *Política y Cultura*, primavera, número 017, Universidad Autónoma Metropolitana – Xochimilco Distrito Federal, México 2002, pp. 117-142.

compañías eléctricas y respaldo al usuario, elementos necesarios en el tema de la confiabilidad.

Confiabilidad

El problema se puede resumir en los siguientes puntos:

- La compañía establece y mide sus índices de confiabilidad.
- No hay un agente que verifique los indicadores descritos por las compañías.
- La compañía hace referencia a todos sus clientes con un solo indicador.
- No se habla de la carga, es decir la energía que se pierde o se deja de suministrar.
- No se sabe la importancia de los momentos en el tiempo, en los que se interrumpió el suministro de la energía eléctrica, ni la importancia de la misma carga que se dejó de suministrar.
- Este tipo de información no es de importancia exclusivamente operativa, para justificar que solo las compañías eléctricas tengan conocimiento en de ella a nivel superficial o profundo.

Existen dos problemas principales en relación con los recursos financieros que se requieren para poner en practica algún esquema de estimación de la confiabilidad, el primero es que no se contempla en el presupuesto para operación de las compañías y no se tiene definido a quien le correspondería aportar estos recursos; debido a que se le suele considerar a la confiabilidad orientada a la calidad del servicio un elemento más allá de la función operativa de las compañías, además que los costos muchas veces superan los beneficios que se obtendrían con los proyectos, por lo que muchas técnicas se descartan.

3. Consideraciones para la Estimación de la confiabilidad:

El segundo objetivo perseguido consistió en decidir cual es el método más adecuado para evaluar la confiabilidad, esta decisión depende del sistema de distribución en particular del que se trate, sin embargo es necesario lograr con la aplicación de cualquiera de los métodos conocer los siguientes aspectos:

- Índices que reflejen la confiabilidad real y esperada para los clientes individuales (a partir de una clasificación de clientes).
- Índices que reflejen la confiabilidad real y esperada para la carga suministrada.
- Que permita conocer el tipo, la frecuencia, la duración e incluso el momento en el que se producen las interrupciones.
- Estimar los costos que conllevan las interrupciones para las distribuidoras y la para los clientes, con el propósito de definir niveles de inversión adecuados en la confiabilidad del sistema.

Esta lista de requerimiento es breve pero muy significativa, ya que de ella surge una base firme, para alcanzar los propósitos planteados por la definición de confiabilidad en sistemas eléctricos; evaluación de los tiempos, tipos de interrupción y daños provocados, dicha base se puede traducir en un buen sistema de regulación desarrollado a la medida del sistema eléctrico en el que se va aplicar.

En México el área técnica es la dificultad menor, porque las técnicas para la estimación de la confiabilidad son conocidas y como ya se mencionó siguen un patrón de evolución común en el que los especialistas pueden basarse para el desarrollo de métodos propios. Lo que es más difícil es concentrar los recursos tecnológicos, capital humano y documentar la red eléctrica para llevarlo a cabo. Y por supuesto integrar en este sistema la desigual demanda de energía eléctrica, drásticamente mayor en la ciudad de México que el resto del país, lo que demuestra la gran variación de dificultades que se tienen que resolver para entregar el suministro eléctrico en México; puntos de gran conflicto, contra zonas controladas, que al final resulta en zonas de problemáticas muy distintas.

CAPÍTULO 6 CONCLUSIONES

Esquema de estimación cuantitativa propuesto:

Los indicadores que más conocidos de los niveles de confiabilidad en redes eléctricas de distribución son los índices de duración y frecuencia de interrupciones, presentados en una de sus versiones en la Figura 6.2; cuya aplicación es recomendable a fin de estandarizar indicadores con los de otros países, con las aclaraciones pertinentes a las diferentes zonas del país.

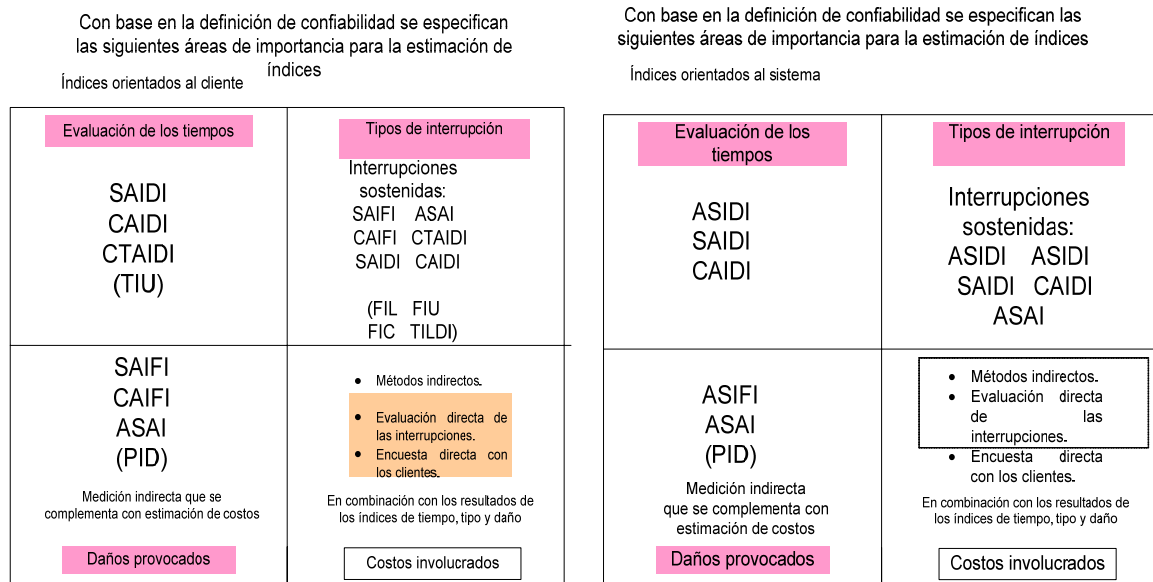
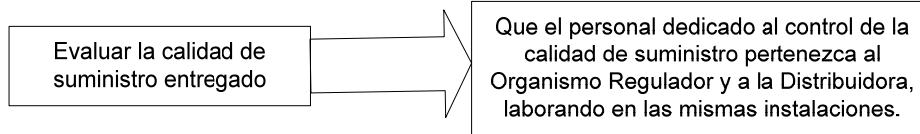
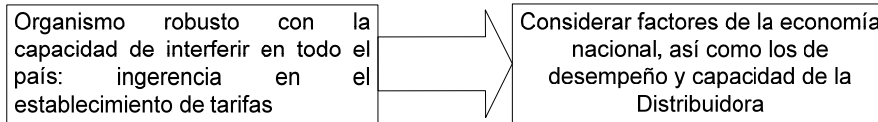


Figura 6.2 Estimación de índices de confiabilidad orientados a los clientes y al sistema, incluyendo los costos involucrados. Elaboración propia.

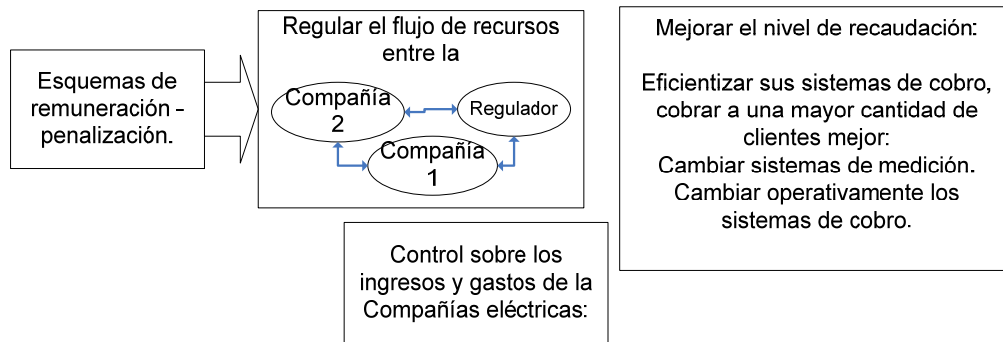
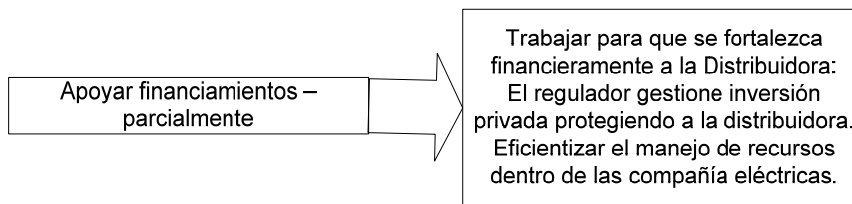
CAPÍTULO 6 CONCLUSIONES

4. El programa propuesto incluye, consideraciones para la pieza clave; organismo regulador:

Características deseables para la evaluación de la confiabilidad



Respaldo a la compañía distribuidora



Protección al usuario

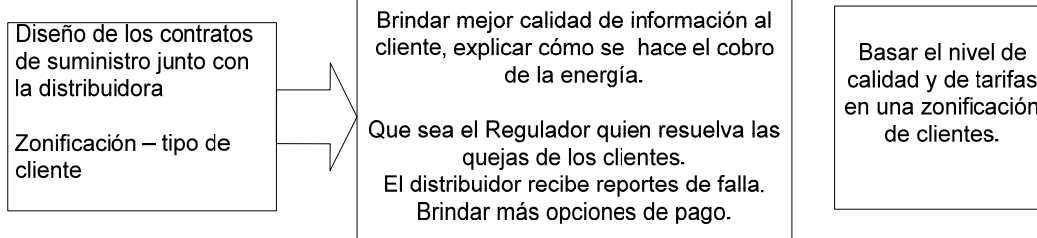


Figura 6.3 Perfil y propósitos del Organismo Regulador. Elaboración propia.

Organismo Regulador

Las ingerencias del regulador se describen a continuación:

1. El regulador define estándares de calidad
2. Establece un costo - beneficio óptimo socioeconómico
3. Establece un sistema de apoyo financiero a la distribuidora; penalización o bien bonificación; otorgar algunas concesiones, o grados de libertad a la Distribuidora, propicia un intercambio económico entre compañías.
4. Imponer medidas en base a resultados
5. Mediar entre clientes y Distribuidora

Las alternativas de cómo lograr que el regulador cumpla con estas funciones se construyeron en el diagrama de la Figura 5.18 retomada como Figura 6.2; para mayor claridad en el orden de la propuesta.

6.2 Conclusiones generales

La confiabilidad en sí misma es un tema en el que se piensa una vez que han sido resueltas las funciones básicas de un sistema eléctrico, es decir, un a vez que estructuralmente se tiene resuelta la oferta-demanda de energía, entonces se atiende lo relacionado a la confiabilidad. Lo que significa que la estimación de la confiabilidad no ha sido tratada como una prioridad del sistema, nunca se ha dejado de lado, pero no se le ha dado la misma prioridad que a la planeación de la capacidad del sistema, por ejemplo. Y en el caso particular de México se piensa en ella después de una gran cadena de eventos problemáticos considerados como más urgentes. A pesar de estos antecedentes en la industria eléctrica no se ha dejado de trabajar en el tema debido a su esencial importancia y a su cada vez más relevante presencia como elemento de diseño, debido a las cambiantes demandas de calidad en el suministro eléctrico.

La estimación de la confiabilidad en el segmento de distribución es importante porque refleja el estado que guarda todo el proceso que hace posible entregar energía eléctrica a los consumidores finales. Cuando se tienen problemas graves en el sector eléctrico en sus segmentos de generación o transmisión, estos siempre se arrastran hasta el segmento de distribución, cuando no es así, entonces es posible trabajar para resolver los problemas propios de distribución. Lo que se gana con la estimación de la confiabilidad es conocer bien el comportamiento del sistema, a través de la obtención de los índices de continuidad o disponibilidad de energía, que a su vez son resultado de cálculos matemáticos muy extensos.

En la actualidad solamente para las redes de distribución radial es posible estimar la confiabilidad de forma independiente en el nivel de distribución, para otro tipo de conexiones se requeriría el estudio de toda la red eléctrica.

Metodología del diseño idealizado

Es una metodología de la planeación prospectiva que le permite muchísima libertad a quien la utiliza, pero eso puede constituir un arma de doble filo; primero porque es muy fácil perderse o no saber como desarrollar alguna de las etapas del diseño idealizado o resultar repetitivo en los planteamiento, ya que en la teoría que fundamente la metodología no hay mucho detalle para la aplicación. Y por otro lado se tiene libertad para incorporar otras herramientas de la planeación dentro de las etapas del diseño idealizado.

Como su autor lo señala, es una metodología que obliga a regresar constantemente a la etapa anterior de diseño, conforme se va desarrollo es posible entender mejor lo que el propio diseñador busca.

Algo que nos deja el diseño idealizado es que siempre se puede continuar perfeccionando nuestro bosquejo de diseño, a pesar del peligro de que se convierta en una tarea muy larga.

BIBLIOGRAFÍA

1. Ackoff Russell L., “El arte de resolver problemas”, Universidad de Pensilvania, Editorial Limusa- Noruega Editores, México D.F 2000.
2. Ackoff Russell L., “Planificación de la empresa del futuro”, Universidad de Pensilvania, Editorial Limusa- Noruega Editores, México D.F 2006.
3. Arriagada Mass Aldo Gary. “Evaluación de la confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución”. Tesis Maestria en Ciencias de la Ingeniería, Pontificia Universida Católica de Chile, Santiago de Chile, 1994.
4. Billinton Roy. ” Power System Reliability Evaluation”. Associate Profesor of Electrical Engineering. University of Saskatchewan, Saskatoon, Saskatchewan. Gordon and Breach, science publishers, New York, London Paris, reprinted 1974.
5. C. Fernández. “Análisis y evaluación de mercados eléctricos liberalizados a escala internacional”.Tesis de Master. Master en Gestión Técnica y Económica en el Sector Eléctrico, 1ª edición. Universidad Pontificia Comillas. Madrid, 2002.
6. Chang N.E. “Evaluate Distribution System Desing by Cost Reliability Indices”. IEEE Transactions PAS – 96, 1997.

BIBLIOGRAFÍA

7. Díaz Vera Juan Pablo “Evaluación de la confiabilidad en el marco reestructurado de los sistemas eléctricos competitivos”. (Tesis, Escuela de Ingeniería), Pontificia Universidad Católica, Santiago de Chile 2000.
8. Eco portal .net, Castro Soto Gustavo, “Radiografía de la electricidad en México”, 2007. <http://www.ecoportel.net/content/view/full/67368>.
9. Espinosa y Lara Roberto, “Sistemas de Distribución”, Noriega Editores, México 1990.
10. Fuente de energía, CFE, empresa “rentable”, ¿para quién?, 2005 Energía 6 (73) 17, FTE de México.
11. García Martínez Manuel.”Teoría y técnicas para la evaluación de la confiabilidad de sistemas de distribución de energía eléctrica”. (Tesis de Maestría en ingeniería) Universidad Nacional Autónoma de México 2006.
12. Hernández S. Juan L., Baeza G. Ricardo, Rodríguez P. José. “Ubicación confiable optima de recursos en una red de distribución eléctrica”. Revista Facultad de ingeniería, U.T.A. (Chile), Teoría- Ciencia Arte y humanidades. 2003, Vol. 12. Universidad de Bío-Bío, Chillán Chile. Pp 55-63.
13. Herrscher Enrique G., Pensamiento Sistémico; Caminar el cambio o cambiar el camino, Segunda edición, Granica, 2006.
<http://ieeexplore.ieee.org/iel3/61/7540/00311207.pdf?tp=&isnumber=&number=311207>
14. Johan Driesen, Geert Deconinck, Jeroen Van Den Keybus, Bruno Bolsens, Karel De Brabandere, Koen Vanthournout and Ronie Belmans, IEEE Instrumentation and Measurement, Technology Conference, “Development of a Measurement System for Power Quantities in Electrical Energy

BIBLIOGRAFÍA

- Distribution System”, Anchorage, AK, USA, 21-23 May 2002.
<http://ieeexplore.ieee.org/iel5/7883/21718/01007203.pdf?tp=&isnumber=&ar number=1007203>
15. Juan Pablo Díaz Vera, “Evaluación de la confiabilidad en el Marco Reestructurado de los Sistemas Eléctricos Competitivos” (Tesis Licenciatura, Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de ingeniería, 2000),
<http://ieeexplore.ieee.org/iel3/66/2810/00085938.pdf?tp=&isnumber=&ar number=85938>
 16. Juan Sebastián Bernstein Llona, “Regulación en el sector de distribución eléctrica”. Tesis en ingeniería civil industrial con mención en electricidad, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 1999.
 17. L. Goel and R. Billinton, “Determination Of Reliability Worth For Distribution System Planning”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, No. 3, July 1994
 18. López G. Jairo Humberto, “Evaluación de los costos de las interrupciones de energía eléctrica”.
 19. Raddar, el consumidor en 31 países, “México ingreso medio alto”, 2006.
<http://www.eumed.net/libros/2006b/raddar/1u.htm>
 20. Richard E. Brown, “Electric Power Distribution Reliability”, New Cork: M. Dekker, c2002.
 21. Rivier Abbad Juan. “Calidad del servicio. Regulación y optimización de inversiones”. Tesis Doctoral. Universidad Pontificia Comillas de Madrid. Colección Tesis Doctorales: Nº 211/1999.

BIBLIOGRAFÍA

22. Rodríguez J. Israel, "Carece CFE de parámetros para autoevaluarse: Auditoría Superior, 2007.
<http://www.jornada.unam.mx/2007/04/06/index.php?section=economia&article=014n2eco>
23. Rong-Liang Chen, Kim Allen and Roy Billinton, "Value-Based Distribution Reliability Assessment and Planning", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, No. 1, January 1995 421.
24. Sánchez Guerrero Gabriel de la Nieves, "Técnicas Participativas para la Planeación - Procesos Breves de Intervención", Fundación ICA, 2003.
25. Suárez Villaseñor Josué H., Pierdant Rodríguez Alberto I., "México: eficiencia y rentabilidad del sector eléctrico", Política y Cultura, Primavera, número 017, Universidad Autónoma Metropolitana – Xochimilco Distrito Federal, México 2002, pp. 117-142.

ANEXO 1

Tipos de Distribución

Diferencias entre el Sistema Europeo y Norteamericano

Los sistemas de distribución alrededor del mundo han evolucionado de diferentes formas. Los dos diseños principales son el norteamericano y el Europeo. En los dos sistemas la infraestructura es prácticamente la misma: conductores, cables, aisladores, sistemas de protecciones, reguladores y los

transformadores son muy similares. Ambos sistemas son radiales, las capacidades de potencia y tensión son muy similares. La principal diferencia es en los arreglos de configuraciones, y en las aplicaciones.

El sistema Europeo tiene transformadores más grandes y más clientes por transformador. La mayoría de los transformadores son trifásicos, en un orden de 300 a 100 kVA, más grandes que los norteamericanos típicos que son de 25 o 50 kVA de una sola fase. El sistema Mexicano es similar al Europeo, en este aspecto.

De la tensión secundaria se establecen muchas de las diferencias en los sistemas de distribución. Los sistemas norteamericanos han estandarizado una tensión de 120 V /240 V en el sistema secundario, para el caso de México es 127/240 V.

Cada configuración de sistema tiene sus ventajas y desventajas. Algunas de las mayores diferencias entre los sistemas son las siguientes:

- **Costo-** El sistema europeo tiene un costo de infraestructura y operación mayor que el norteamericano, lo cual se debe a las necesidades específicas de carga y los tipos característicos de arreglos de red encontrados en Europa.
- **Flexibilidad-** El sistema Norteamericano tiene un diseño primario más flexible, y el europeo tiene un sistema secundario más flexible. Para sistemas urbanos el sistema europeo puede tomar ventaja de la flexibilidad en el secundario, por ejemplo los transformadores pueden ser ubicados más convenientemente. Para sistemas rurales y lugares donde la carga es extendida, el sistema Norteamericano primario es más flexible y esta ligeramente mejor ubicado para atender una nueva carga para circuitos mejorados y extendidos.

- Seguridad- la conexión multi-tierra neutral del sistema primario Norteamericano brinda muchos beneficios en seguridad, las protecciones tiene más confiabilidad para despejar las fallas y la acción del neutro como un barrido físico, ayuda a prevenir peligrosas descargas de tensión durante las fallas. El sistema europeo tiene la ventaja de que en la alta impedancia las fallas son fácilmente detectadas.
- Confiabilidad- Generalmente los diseños Norteamericanos resultan con menos clientes interrumpidos. Nguyen en el (2000) simuló el comportamiento de estos diseños para un área y encontró que el promedio de frecuencia de interrupciones fue 35 % más alto en el sistema Europeo. Aunque el sistema Europeo tiene menos primarios, la mayor parte de la carga se concentra alimentador principal de espina dorsal; la pérdida del alimentador principal resulta en una interrupción para todos los clientes en el circuito. El sistema Europeo necesita más switches-interruptores y otro engranaje para mantener el mismo nivel de confiabilidad.
- Calidad de la potencia. Generalmente los sistemas europeos tienen menos sags de tensión e interrupciones momentáneas. En un sistema Europeo con menor exposición primaria debería traducirse en menos interrupciones momentáneas comparado con el sistema Norteamericano que emplea ahorro de fusibles. El sistema Europeo de tres hilos ayuda a proteger de sags provocados por fallas de línea a tierra.
- Estética. Teniendo menos primarios el sistema europeo tiene una ventaja estética: el secundario es fácilmente aterrizado o armonizado. Para los sistemas aterrizados, se ubican menos transformadores.

Robo- La flexibilidad del sistema Europeo secundario facilita mucho el robo de energía eléctrica. Especialmente los países desarrollados tienen estos problemas.

ANEXO 2

Modelos Regulatorios

Existen tres amplias clasificaciones de modelos económicos regulatorios; la regulación por tasa de retorno (ROR), la regulación por desempeño (PBR) y la regulación por comparación (benchmarking).

REGULACIÓN POR TASA DE RETORNO.

La regulación por costo de servicio (COSR cost of service regulation), o regulación por tasa de retorno (ROR rate of return), es el esquema tradicional de regulación de monopolios. Es una de las técnicas más difundidas en el mundo, especialmente en EUA. La regulación (ROR) se refiere al arreglo a través del cual los ingresos de una distribuidora no deben ser superiores a los costos de proveer el bien o servicio regulado, incluyendo el rendimiento del capital invertido. La regulación (ROR) no requiere que los precios se asignen eficientemente, sino sólo que cubran los costos totales.

$$RR_i = OE_i + D_i + T_i + (RB_i \cdot ROR_i) \quad (2.1)$$

donde:

RR_i es el ingreso requerido,

OE_i son los gastos de operación,

D_i son los gastos de depreciación,

T_i son los gastos en impuestos,

RB_i es la tasa base y

ROR_i es la tasa de retorno.

Las desventajas de la regulación (ROR) son; el no proporcionar los estímulos para ahorrar en los costos y para mejorar la eficiencia, y el recompensar las sobre inversiones. Dentro de la teoría económica de la regulación, la regulación (ROR) se cree que es la causa de una ineficiencia X que es atribuida a la ausencia de competencia. A continuación aparece un esquema de cómo funcionan los sistemas eléctricos monopólicos en los que la regulación ROR opera.

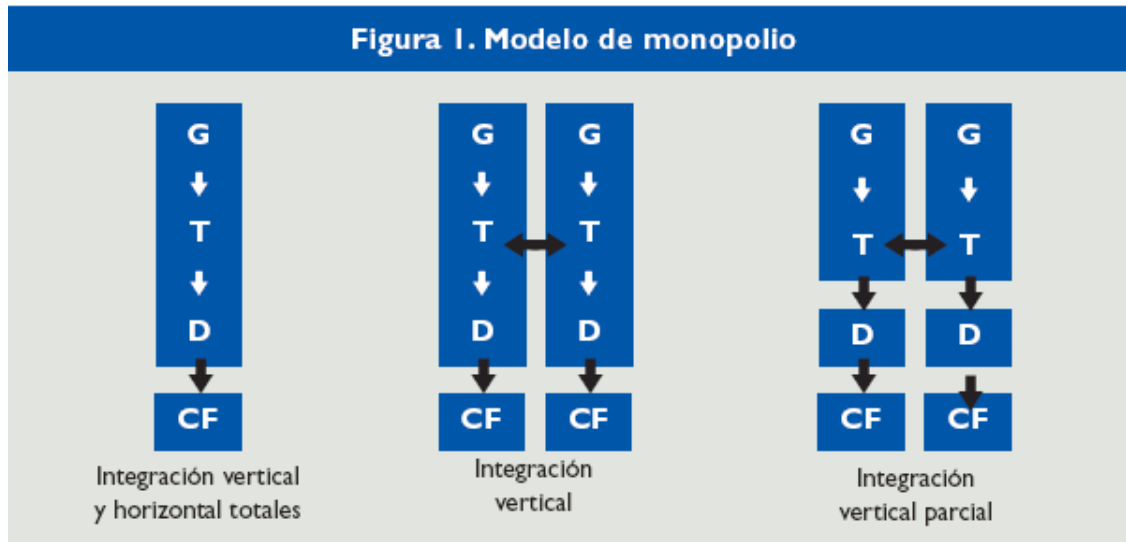


Figura 1. Modelo de monopolio.

Fuente: C. Fernández 2002.

El esquema de la Figura 1 se esquematiza la estructura de un sistema eléctrico monopólico, en el que se describen tres formas posibles en el que dicho sistema puede funcionar, en el primer esquema llamado de integraciones verticales y horizontales el mismo organismo u empresa lleva a cabo la generación (G), transmisión (T) y distribución de energía misma que entrega al cliente final (CF). En la integración vertical se menciona a dos empresas pero estas se unen o puede compartir el segmento de la transmisión. En el tercer esquema llamado integración vertical parcial dos empresas realizan la generación y transmisión uniéndose en esta la red de transmisión, otra empresa diferente lleva a cabo la distribución y entrega la energía al cliente final.

REGULACIÓN BASADA EN EL DESEMPEÑO

El principal objetivo de la regulación PBR, basada en el desempeño o dicho de otra manera en incentivos, es proveer de un mecanismo que fomente la eficiencia de las empresas distribuidoras de energía eléctrica en ausencia de los mecanismos de mercado.

Los métodos de regulación (PBR), como la regulación por límite de precio (PCR Price Cap Regulation) o la regulación por límite de ingreso (RCR Revenue Cap

Regulation); han sido ampliamente utilizados por los organismos reguladores principalmente Europeos. Estos métodos crean fuertes incentivos para reducir los costos.

La forma de decidir estos incentivos es en base a la estimación anual del costo de interrupción (IC) formado del costo la energía no suministrada mas el costo de las interrupciones a cada tipo de cliente; se estiman el IC en dos formas: mediante un estimado en base a datos históricos y al final del año el real, si la diferencia es positiva, es decir la calidad del suministro ha sido mejor de lo esperado, la diferencia será agregada al ingreso máximo de la compañía. La diferencia será sustraída de los ingresos máximos si la calidad ha sido peor de lo esperado.

REGULACIÓN POR LÍMITE DE PRECIO.

La regulación por límite de precio (PCR), actualmente es la forma más común de regulación en el sector de energía eléctrica empleada en Europa, Australia, Puerto Rico, Singapur, Chile, Argentina, Perú, entre otros. En algunos estados de Norteamérica se emplea en combinación con la regulación (ROR). Este mecanismo, es un índice general de precios utilizado para ajustar la tarifa, y de ese modo proteger a la empresa de los efectos de la inflación. A diferencia del mecanismo (ROR), se utiliza un índice general de precios en lugar de los precios de la propia empresa regulada. El término X es un factor de eficiencia de la empresa vía reducciones de la tarifa en términos reales. Los precios permanecen fijos para el periodo que se fija un precio máximo y la empresa conserva o comparte los ahorros logrados del costo. En este aspecto la regulación por precio tope se parece a la regulación ROR con una tasa congelada.

$$P_{i,t} = P_{i,t-1} \cdot (1 + RPI - X_i) \pm Z_i \quad (2.2)$$

donde:

P_i es el precio tope,

P_{i-1} es el precio tope del año anterior,

RPI (Retail Price Index) es el índice general de precios,

X es el factor de eficiencia y

Z es el factor de ajuste por eventos fuera del control de la administración

Por cada año el precio tope P_t se calcula con base en el precio tope del año anterior P_{t-1} ajustado por RPI menos el factor X de la eficiencia decidido por el regulador. El precio tope se puede ajustar usando un factor Z de corrección para justificar el efecto de acontecimientos extraordinarios que afectan los costos de la empresa distribuidora. El precio tope P_t representa un índice de las “ n ” diferentes tarifas $p_1 \dots p_n$ de la empresa distribuidora regulada. El uso del índice de precios a menudo ofrece a la distribuidora algún grado de libertad al poner tarifas individuales.

El mecanismo RPI- X proporciona incentivos a la eficiencia sobre el negocio regulado mientras proporciona un aseguramiento a clientes que las ventajas de ganancias de eficiencia serán reflejadas en precios inferiores a largo plazo. La esencia de la regulación por precio tope, se encuentra en la correcta elección del factor X , de tal manera que signifique un reto para que el organismo o empresa regulada, el reducir sus costos, y traducirlo en ganancias para los consumidores con respecto a otros regímenes regulatorios.

REGULACIÓN POR LÍMITE DE INGRESO.

La regulación por límite de ingresos “Revenue cap regulation” regula los ingresos máximos aceptables que una empresa puede ganar. Al igual que la regulación por límite de precio, la regulación por límite de ingresos tiene como objetivo brindar a las empresas los incentivos económicos para maximizar sus ingresos al tiempo que se minimicen sus costos y puedan conservar las ganancias correspondientes. Los elementos principales de la regulación por límite de ingresos durante un año dado están expresados mediante la ecuación 2.3.

$$\bar{R} = (\bar{R}_{i,t-1} + CGA_i \cdot \Delta Cust_i) \cdot (1 + RPI - X_i) \pm Z_i \quad (2.3)$$

donde:

\bar{R}_i son los ingresos autorizados,

CGA_i es el factor de ajuste por el incremento del número de clientes (\$/cliente),

$\Delta Cust_i$ es el cambio en el número de cliente (nuevos clientes),

X_i es el factor de eficiencia y

Z_i es el factor de ajuste por eventos fuera del control de la administración.

En esta regulación los máximos ingresos que puede tener la compañía durante un periodo de tiempo de algunos años se establecen mediante (4.3), la cual toma en cuenta el incremento anual de la inflación y un factor de corrección asociado a un incremento de productividad. Estos ingresos pueden ser ajustados anualmente con el incremento en el número de usuarios y también se suele considerar un ajuste si existen eventos extraordinarios fuera del control de la compañía. Este tipo de regulación se ha aplicado en empresas distribuidoras de Reino Unido y EUA, entre otras.

REGULACIÓN POR COMPARACIÓN.

En la regulación por comparación “Yardstick regulation” el desempeño de una empresa regulada es comparado con el de un grupo de empresas comparables. Los métodos de benchmarking pueden ser usados para promover la competencia indirecta entre empresas reguladas que funcionan en mercados geográficamente separados.

La empresa, es comparada con base en la información que el regulador adquirió de las demás empresas. Por lo que, no hay incentivos para otorgar información falsa al regulador. Además de reducir la asimetría de información, la regulación por comparación incluye también un componente de incentivos, pues recompensa a la empresa regulada con base en el desempeño de las demás empresas del sector. Por lo que, si la empresa evaluada es más eficiente que las demás con las que es comparada, ésta podrá reducir sus costos y obtener mayores ingresos netos que los contemplados en la regulación. Lo anterior provee un incentivo para que las empresas se vuelvan más eficientes y competitivas y hagan uso de la mejor tecnología disponible.

$$P_{i,t} = \alpha_i \cdot C_{i,t} + (1 - \alpha_i) \cdot \sum f_j \cdot C_{j,t} \quad (2.4)$$

donde:

P_i es el límite general de precio para la firma i ,

α_i es la participación de la información de costos de la empresa i ,

C_i es el costo unitario de la firma i ,

f_j es la participación por ventas o ingresos netos del grupo de empresas reguladas j (excepto i),

$C_{j,t}$ son los costos unitarios (o precios) del grupo de empresas reguladas j (excepto i) n es el Número de empresas reguladas (excepto i).

La empresa i podrá cobrar por los bienes o servicios que produzca un precio P , que le permitirá cubrir un porcentaje de sus costos (equivalente a su participación de costos α) más un componente adicional equivalente al porcentaje de los costos de las demás empresas del sector, ponderados por sus ventas o ingresos netos. Si la empresa i consigue reducir sus costos por debajo de C , sus ingresos netos serán mayores, teniendo el incentivo a volverse cada vez más competitiva y eficiente con respecto a las demás empresas del sector por reducir sus propios costos de producción. Es importante señalar que la regulación del precio involucra incentivos diferentes por la calidad de suministro. Esta metodología ha sido utilizada extensamente en la distribución de electricidad y en agua y saneamiento en el Reino Unido.

En la regulación del (ROR), las compañías definen normalmente su propia inversión y niveles de calidad. Según la teoría económica, esto debe crear un incentivo implícito sobre el invertir en la calidad y ningún incentivo hacia el costo-eficiencia. En la práctica el exceso de calidad no parece ser el efecto principal de la regulación del (ROR); a veces puede presentarse un desequilibrio entre los diferentes aspectos de calidad, no necesariamente reflejando la preferencia del cliente sino las preferencias de operadores del sistema.

Los regímenes del (PCR) simple pudieron incentivar una compañía regulada para reducir su calidad de suministro cortando inversiones, mantenimiento, o personal con el objetivo de aumentar sus ganancias. El (ROR) y la regulación del (PCR) tienen que acompañarse por consiguiente de alguna regulación de calidad de suministro, con el objetivo de evitar distorsiones o la inversión excesiva en el caso anterior, y para prevenir una disminución de calidad en el último. La regulación también puede animar a los cambios apropiados en la calidad de la respuesta a las demandas del cliente.

Algunos autores afirman haber encontrado la evidencia para hacer pensar en una caída en la calidad, que sigue a la introducción de controles del (PCR) donde ninguna previsión específica era hecha para la regulación de calidad. Los incentivos de calidad pueden asegurar que esas disminuciones del costo no se logran al precio de calidad más baja. Esto es particularmente importante porque algunos aspectos de la calidad tienen un largo tiempo de recuperación después del deterioro. Por esta razón, la regulación de calidad debe introducirse al

reestructurar o durante las revisiones de los controles de precio para evitar las reducciones de calidad inesperadas.

Una referencia muy amplia para el tema de regulación lo constituye el trabajo "Regulación en distribución eléctrica" 1999.

Modelo de comprador único

Vale la pena describir un modelo regulatorio más: el modelo del comprador único defiende los contratos a futuro para las entradas en producción con equipos nuevos (En este esquema no tendría sentido la desintegración producción-suministro por lo menos dentro del plazo de los contratos). Un contrato a futuro consiste en un acuerdo entre dos partes para la compra-venta de un bien, con el precio pactado con cierto periodo de tiempo anticipado; en el que llegada la fecha establecida una de las partes se compromete a comprar y la otra a vender.

Características del modelo de comprador único:

- El Estado mantiene un monopolio de venta al mayoreo a los distribuidores y un monopsonio (único comprador) de compra a los generadores.
- Este dispositivo conlleva entonces licitaciones decididas por las autoridades públicas, contratos a largo plazo entre productores independientes y la empresa principal, con monopolio de suministro a los distribuidores.
- Los gobiernos autorizan a las empresas privadas a invertir para generar y vender electricidad en el marco de contratos a largo plazo con la empresa "comprador único". Estas entradas se efectúan por licitaciones (competencia por el mercado en vez de competencia en el mercado).

Las ventajas de este modelo son las siguientes:

- Permitiría no incurrir en desajustes entre oferta y demanda.
- Respecto al Monopolio público existe un aumento de eficiencia.
- Respecto al modelo de competencia:
 - Permite la planificación por el comprador único.
 - Permite un precio mayorista no volátil y previsible.
 - Disminuye el riesgo empresario asumiendo una parte del mismo, el comprador único.

Desventajas de este modelo:

- Al manipular los precios finales, no permite internalizar los costos reales incurridos en cada segmento consumidor, y promueve el consumo.
- Problemas de discrecionalidad gubernamental y riesgos macroeconómicos por lo tanto ahuyentaría a los inversionistas.
- Implica costos adicionales respecto a la administración del comprador único.
- El riesgo de tipo de cambio es grande en los contratos a largo plazo debido a las compras en divisas de equipo y de combustible. (los sistemas hidráulicos no tendrían este riesgo)
- La desventaja más importante es que este modelo al no tener mecanismos de mercado reflejando el estado de la tensión oferta-demanda, transmite los costos de rigidez de la relación al presupuesto público y eventualmente a los
- consumidores.

Esquemáticamente el modelo de comprador único se describe en la Figura 2.

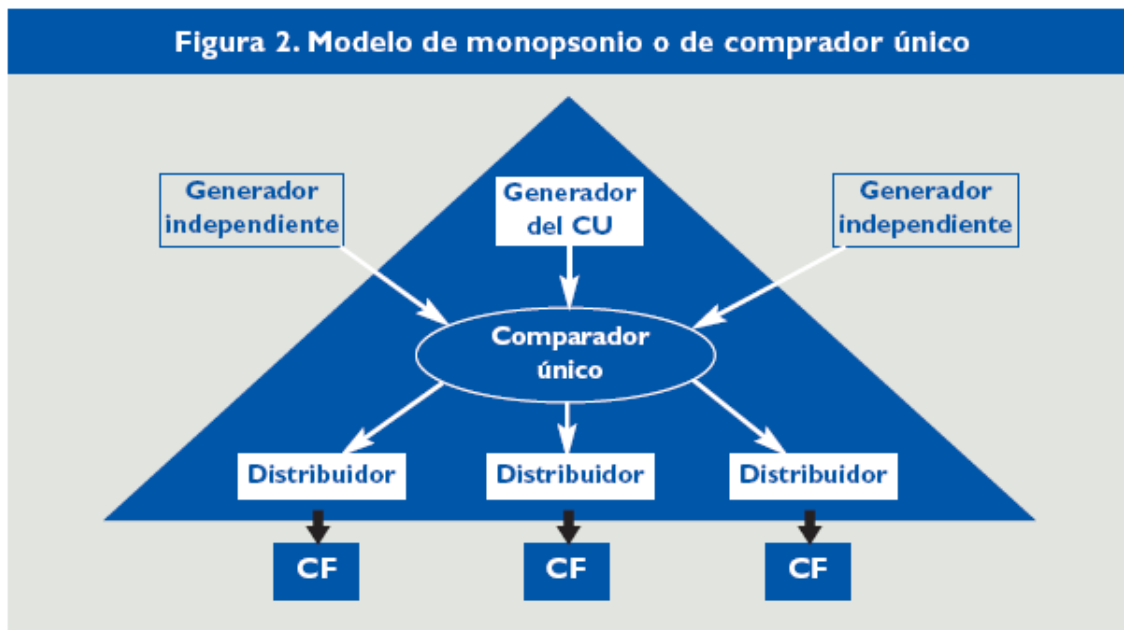


Figura 2 Modelo de comprador único.

Fuente: C. Fernández 2002

En el modelo de comprador único el segmento de generación de la energía eléctrica puede corresponder al mismo comprador u a otras empresas, con la

condición de que toda la energía generada sea vendida al comprador único, quien se encarga de negociar con la o las distribuidoras; encargadas de suministrar la energía eléctrica al cliente final.

En general, puede decirse que el modelo de comprador único es un buen modelo transitorio y puede ser definitivo en países en vías de desarrollo en los que proponer un modelo de mercado más desarrollado no tenga sentido. Mientras que de las experiencias internacionales en mercados eléctricos liberalizados el sistema de regulación hacia el que se tiene mayor inclinación es el de regulación por incentivos, aparentemente es la más favorable para todos los involucrados.

Características del modelo regulatorio

El regulador primero tiene que decidir los parámetros, en los cuales desea determinar el nivel actual y el nivel óptimo de la calidad. El nivel de desempeño se puede medir en diversos niveles que se extienden del nivel del sistema al desempeño entregado a los clientes individuales.

Con base en el desempeño de la compañía contra este nivel óptimo, hay una bonificación o una penalización. El impacto financiero de las penalizaciones o de las bonificaciones se puede dar como un porcentaje del rédito o ganancia de la compañía. En la Figura 3, el caso (1) representa un caso donde se da una penalización fija cuando no se cumple un estándar mínimo. El caso (2) hace que el ingreso dependa completamente del desempeño. En el caso (3) es un límite máximo fijo para la penalización o una bonificación además del caso (2). El caso (4) es una banda muerta en cierta área. Las penalizaciones se realizan generalmente como reducciones de precio a los clientes

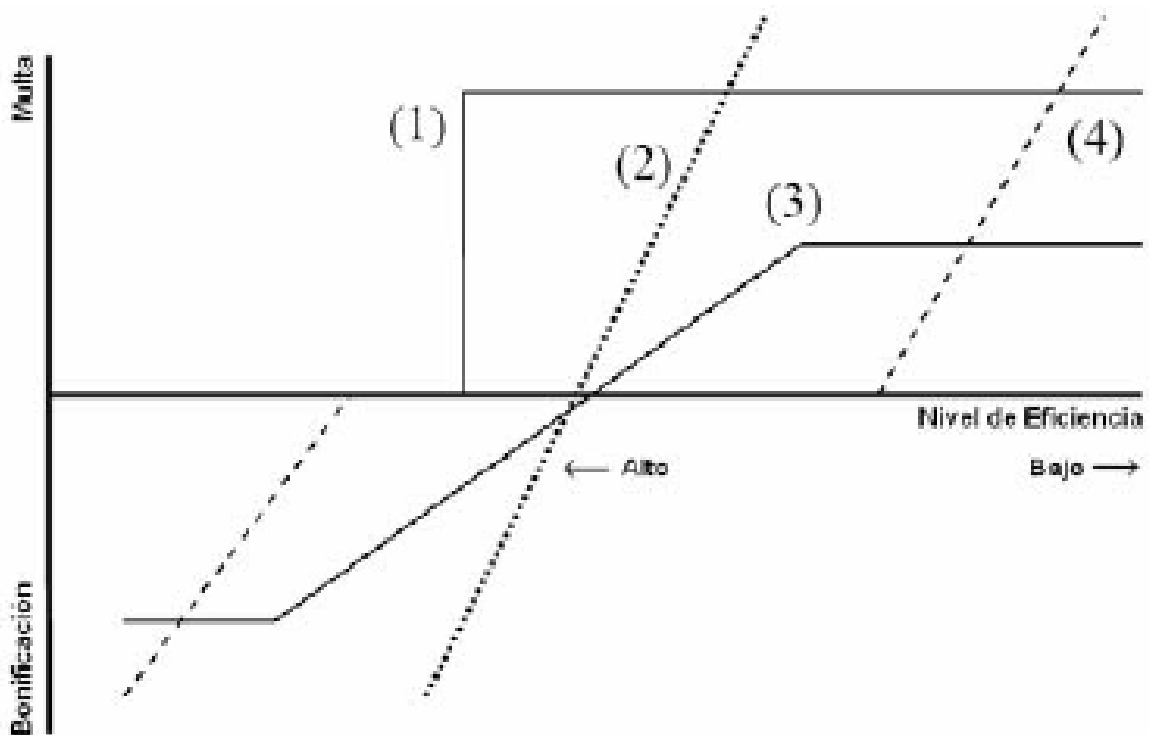


Figura 3 Ejemplos de los sistemas de penalización o bonificación.
 Fuente: C. Fernández 2002.