REPÚBLICA DEL ECUADOR
Escuela Politécnica Nacional
"E SCIENTIA HOMINIS SALUS"

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE VIABILIDAD TÉCNICA-ECONÓMICA DE PROYECTOS DE TELEMEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

DIEGO IVÁN GUALOTUÑA HIDALGO

DIRECTOR:
Dr. Gabriel Salazar Yépez

Quito, Julio 2018

DECLARACIÓN

Yo Diego Iván Gualotuña Hidalgo declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Diego Iván Gualotuña Hidalgo

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Diego Iván Gualotuña Hidalgo, bajo mi supervisión.

Dr. Gabriel Salazar Yépez

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer primeramente a nuestro padre creador del universo, que con su energía me ha mantenido firme en toda esta etapa, ya por culminar.

A mis padres Raúl y Judith, a los cuales les debo mucho o todo lo que soy, muchas gracias por nunca dejarme solo, por haberme dado todo lo que he necesitado y motivarme a seguir adelante en este camino.

A mis hermanas Mariela y Dayana, por preocuparse y estar ahí de una u otra manera apoyándome, gracias por todo.

A mi compañera de vida, que ha estado junto a mí alentándome a no rendirme, a ser optimista y buscar alternativas hasta culminar este proyecto.

A mis tíos Patricio y Angelita, que han sido como unos padres para mí, siempre aconsejándome, brindándome sus buenas energías y preocupándose por como estoy.

A esos grandes y verdaderos amig@s que han estado siempre ahí para alentarme o apoyarme en lo que se pueda en las buenas y en la malas.

A mi Director de Tesis, Dr. Gabriel Salazar, quien me brindó su apoyo y sobretodo paciencia por lograr culminar esta meta.

Y finalmente quiero agradecer a mis maestros de universidad, que me han servido de mucha guía no solo académica, sino en la laboral, gracias a todos ellos.

Las largas noches y desveladas no fueron en vano, el Rock n' Roll ha sido cómplice de esto hasta el final. ¡Ahora soy ya un profesional!

DEDICATORIA

A mi pequeño motorcito que da día a día sentido a mi vida,

mi hija Samantha Antonella, TE AMO.

A mi incondicional mami Judy, gracias por tenerme paciencia,

entre días buenos y malos siempre has estado en mi mente.

A mi padre, que me ha apoyado incondicionalmente en toda

mi etapa estudiantil, gracias por todo el apoyo que me has brindado.

A mi ejemplo de fortaleza, mi abuelito querido Papá José,

quisiera que estuvieras aquí para que me veas culminar esto,

TE EXTRAÑO TANTO.

CONTENIDO

DECLARACIÓN i
CERTIFICACIÓN ii
AGRADECIMIENTO iii
DEDICATORIA iv
CONTENIDO v
ÍNDICE DE FIGURAS xi
RESUMEN EJECUTIVO xiv
PRESENTACIÓN xv
CAPÍTULO 1 1
INTRODUCCIÓN 1
1.1 ANTECEDENTES 1
1.2 OBJETIVO 1
1.2.1 OBJETIVO GENERAL 1
1.2.2 OBJETIVO ESPECÍFICO 1
1.3 ALCANCE 2
1.4 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO 2
1.5 CONTENIDO DEL DOCUMENTO 2
CAPÍTULO 2 4
MARCO TEÓRICO 4
2.1 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN 4
2.1.1 COMPONENTES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN 4
2.1.1.1 Subestaciones de distribución 4

2.1.1.2 Red Primaria 5
2.1.1.3 Transformadores de Distribución 5
2.1.1.4 Red Secundaria 5
2.1.1.5 Acometidas 5
2.1.1.6 Contadores de energía 6
2.1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN 6
2.1.2.1 Por su construcción 6
2.1.2.2 Por el tipo de cargas 8
2.1.2.3 Por la densidad de carga 9
2.1.2.4 Por su configuración 10
2.2 SISTEMAS DE MEDICIÓN 13
2.2.1 HISTORIA DE LOS CONTADORES DE ENERGÍA 13
2.2.2 CONTADORES DE ENERGÍA 17
2.2.2.1 Clasificación de los Contadores de Energía 17
2.2.3 CONTADORES INTELIGENTES (SMART METERS) 26
2.2.3.1 Características de los Smart Meters 27
2.3 SISTEMAS DE TELEMEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 27
2.3.1 SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTE 27
2.3.1.1 Lectura de Medición Remota (AMR) 28
2.3.1.2 Infraestructura Avanzada de Medición (AMI) 31
2.4 TECNOLOGÍAS DE TELEMEDICIÓN 34
2.4.1 TECNOLOGÍA GPRS 34
2.4.1.1 Descripción del sistema 36
2.4.1.2 Elementos del sistema 37
2.4.1.3 Características 38

2.4.1.4 Ventajas 38
2.4.1.5 Desventajas 39
2.4.2 TECNOLOGÍA PLC 39
2.4.2.1 Descripción del sistema 40
2.4.2.2 Elementos del sistema 40
2.4.2.3 Arquitectura de la red PLC 41
2.4.2.4 Tipos de Modulación 42
2.4.2.5 Tipos de Tecnología 43
2.4.2.6 Características 44
2.4.2.7 Ventajas 44
2.4.2.8 Desventajas 45
2.4.3 TECNOLOGÍA ADSL 45
2.4.3.1 Funcionamiento 46
2.4.3.2 Características 47
2.4.3.3 Ventajas 47
2.4.3.4 Desventajas 47
2.5 METODOLOGÍAS DE EVALUACIÓN 47
2.5.1 PROYECTO 48
2.5.2 ETAPAS DE UN PROYECTO 48
2.5.2.1 Etapa Idea 48
2.5.2.2 Etapa de Pre-inversión 48
2.5.2.3 Etapa de Inversión 49
2.5.2.4 Etapa de Operación 49
2.5.3 METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS 50
2.5.3.1 Evaluación de Proyectos 50

2.5.3.2 Estudio de Mercado 52
2.5.3.3 Estudio Técnico 54
2.5.3.4 Situación base optimizada 54
2.5.3.5 Tamaño 55
2.5.3.6 Localización 56
2.5.3.7 Métodos de Localización para Proyectos 58
2.5.3.8 Método del centro de gravedad 59
2.5.3.9 Método cuantitativo de Vogel 60
2.5.3.10 Maximización del valor actual neto 61
2.5.3.11 Técnicas Cualitativas 61
2.5.3.12 Método Delfi 62
2.5.3.13 Distribución de planta (Layout) 63
2.5.3.14 Método de Cribado 63
2.5.3.15 Técnicas Cualitativas-Cuantitativas 63
2.5.3.16 Método ELECTRE 64
2.5.3.17 Método del Scoring 67
2.5.3.18 Método de Brown y Gibson 68
2.5.3.19 Tecnología 69
2.5.3.20 Participación de la comunidad 70
2.5.3.21 Medio ambiente 70
2.5.3.22 Estudio Económico 70
CAPÍTULO 3 73
PROPUESTA DE UNA METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DE UN PROYECTO DE TELEMEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 73

3.1 SELECCIÓN DE LA METODOLOGÍA 74
3.2 ETAPAS DE LA METODOLOGÍA 75
3.3 EJEMPLO DE LA METODOLOGÍA 77
3.4 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA A UN EJEMPLO 80
3.4.1 IDENTIFICACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO 80
3.4.2 IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES DEL PROYECTO 81
3.4.2.1 Variables técnicas 81
3.4.2.2 Variables económicas 82
3.4.3 PONDERACIÓN DE VARIABLES SELECCIONADAS 82
3.4.4 PUNTUACIÓN DE LAS VARIABLES PARA CADA PROYECTO 83
3.4.4.1 Reducción de hurto de Energía 83
3.4.4.2 Recuperación de Energía por conexiones clandestinas 85
3.4.4.3 Ahorro por Refacturaciones 86
3.4.4.4 Ahorro por toma de Lecturas 87
3.4.4.5 Ahorro por pago de cortes y reconexiones 88
3.4.5 CÁLCULO DE PUNTAJES PARA CADA PROYECTO 90
3.4.5.1 Evaluación del proyecto planteado para EEQ 90
3.4.5.2 Evaluación del proyecto planteado para EMELNORTE 90
3.4.5.3 Evaluación del proyecto planteado para CNEL GUAYAQUIL 91
CAPÍTULO 4 93
ANÁLISIS DE RESULTADOS EN EL PROYECTO DE TELEMEDICIÓN 93
4.1 ANÁLISIS DE VALORACIÓN DE LOS PROYECTOS EN ESTUDIO 93
4.1.1 ANÁLISIS DEL PROYECTO EEQ 93
4.1.2 ANÁLISIS DEL PROYECTO EMELNORTE 95

4.1.3 ANÁLISIS DEL PROYECTO CNEL GUAYAQUIL 96
4.1.4 ANÁLISIS DE LA VALORACIÓN FINAL..... 96
CAPÍTULO 5 98
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 98
5.1 CONCLUSIONES 98
5.2 RECOMENDACIONES 99
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 100
ANEXOS 103

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Sistema Eléctrico de Potencia 4
Figura 2.2: Sistema Eléctrico de Distribución. 6
Figura 2.3: Redes de distribución aéreas 7
Figura 2.4: Redes de distribución subterráneas 8
Figura 2.5: Redes de distribución Radial 10
Figura 2.6: Redes de distribución en Lazo o Malla 11
Figura 2.7: Redes de distribución Mixta 12
Figura 2.8: Evolución de los contadores de energía. 13
Figura 2.9: Contador de DC lámpara/hora de Samuel Gardiner (Westinghouse Handbook of Watthour Meters). 14
Figura 2.10: Contador de DC lámpara/hora de J.B. Fuller (Westinghouse Handbook of Watthour Meters). 15
Figura 2.11: Medidor de electricidad de Thomas Edison (Handbook for Electrical Metermen). 15
Figura 2.12: Vatímetro de grabación de Elihu Thomson (Schenectady Museum Archives). 16
Figura 2.13: Medidor de inducción vatios-hora de Oliver Blackburn. 16
Figura 2.14: Contador de inducción. 17
Figura 2.15: Contador estático. 18
Figura 2.16: Contador de Energía activa tipo electrónico. 18
Figura 2.17: Contador de Energía Reactiva. 19
Figura 2.18: Medidor Monofásico Bifilar Simétrico 20
Figura 2.19: Medidor Monofásico Bifilar Asimétrico. 20
Figura 2.20: Medidor Monofásico Trifilar. 21
Figura 2.21: Medidor Bifásico Trifilar. 21
Figura 2.22: Medidor Trifásico Tetrafilar. 22
Figura 2.23: Medidor Monofásico bifilar para medición directa. 23
Figura 2.24: Contador Trifásico Trifilar para medición indirecta. 24

Figura 2.25: Contador Monofásico Trifilar de elemento y medio para medición semi-directa. 25
Figura 2.26: Infraestructura de un Medidor Inteligente 26
Figura 2.27: Esquema de medición inteligente 28
Figura 2.28: Estructura de un sistema AMR 29
Figura 2.29: Estructura de un sistema AMI 31
Figura 2.30: Transmisión de información vía GPRS y GSM 35
Figura 2.31: Red celular 35
Figura 2.32: Reutilización de frecuencias en una red celular 35
Figura 2.33: Esquema de transmisión vía GPRS 37
Figura 2.34: Esquema de telemedición mediante PLC 40
Figura 2.35: Esquema de arquitectura de la red PLC 42
Figura 2.36: Estructura ADSL 45
Figura 2.37: División en canales de una línea telefónica 46
Figura 2.38: Funcionamiento del ADSL 46
Figura 2.39: Etapas de un proyecto 48
Figura 2.40: Esquema para la toma de decisiones 50
Figura 2.41: Estructura general para evaluación de proyectos 52
Figura 2.42: Desglose del estudio de mercado 53
Figura 2.43: Unidades de medida en diferentes proyectos. 56
Figura 2.44: Ubicación de instalaciones en un sistema de coordenadas. 59
Figura 2.45: Matriz oferta-demanda aplicada a un ejemplo. 61
Figura 2.46: Generalización de una matriz de decisión. 65
Figura 2.47: Grafo ELECTRE. 66
Figura 2.48: Unidades de medida en diferentes proyectos. 69
Figura 2.49: Estructura del Estudio Económico 71
Figura 3.1: Diagrama de bloques usando el Método Scoring. 77
Figura 4.1: Validación técnica económica para el proyecto EEQ. 94
Figura 4.2: Validación técnica económica para el proyecto EMELNORTE. 95
Figura 4.3: Validación técnica económica para el proyecto CNEL Guayaquil. 96
Figura 4.4: Validación del proyecto más viable. 97

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1: Análisis comparativo entre medidores manuales y las tecnologías AMR y AMI 33
Tabla 3.1: Escala de ponderaciones de acuerdo al factor de importancia. 75
Tabla 3.2: Rating de satisfacción. 76
Tabla 3.3: Ponderación de criterios. 78
Tabla 3.4: Puntajes de acuerdo al rating de satisfacción. 79
Tabla 3.5: Score para cada alternativa 79
Tabla 3.6: Datos de la Energía disponible y el total de clientes en el año 2010. 81
Tabla 3.7: Asignación de pesos para las variables técnicas y económicas. 82
Tabla 3.8: Datos de las Pérdidas de energía de las Distribuidoras en el año 2010. 83
Tabla 3.9: Datos de las Pérdidas de energía estimadas para el proyecto. 83
Tabla 3.10: Rango de puntajes para la reducción de hurto de Energía. 84
Tabla 3.11: Recuperación de Energía, en kWh y en US$. 85
Tabla 3.12: Rango de puntajes para la recuperación de Energía. 85
Tabla 3.13: Cantidad estimada de clientes. 86
Tabla 3.14: Ahorro por refacturaciones expresada en US$/año. 86
Tabla 3.15: Rango de puntajes de ahorro por refacturaciones. 87
Tabla 3.16: Ahorro por toma de lecturas expresada en US$/año. 87
Tabla 3.17: Rango de puntajes de ahorro por toma de lecturas. 88
Tabla 3.18: Ahorro por pago de cortes y reconexiones expresada en USD/año. 89
Tabla 3.19: Rango de puntajes de ahorro por pago de cortes y reconexiones. 89
Tabla 3.20: Resumen de puntajes asignados a cada variable para cada proyecto... 89
Tabla 3.21: Calificación para el proyecto de la EEQ. 90
Tabla 3.22: Calificación para el proyecto de EMELNORTE. 91
Tabla 3.23: Calificación para el proyecto de CNEL Guayaquil. 91
Tabla 3.24: Resumen de calificaciones para cada proyecto. 92

RESUMEN EJECUTIVO

En el presente Trabajo de Titulación se plantea una metodología que evalúe la viabilidad técnica económica de proyectos de Telemedición de Energía Eléctrica.

Para la ejecución del proyecto se realiza una descripción de los sistemas de distribución; así como sus componentes y su clasificación. Posteriormente se describe una reseña de la evolución de los contadores de energía. Luego se realiza un estudio de las tecnologías de Telemedición más usadas en las distribuidoras de Energía Eléctrica. Además, se describen diferentes metodologías de evaluación de proyectos, sean estos de carácter cualitativo, cuantitativo o cuali-cuantitativo.

Realizada la revisión descrita, se propone una metodología que se acoja a los parámetros requeridos y pueda aplicarse a la evaluación de proyectos técnico-económicos de Telemedición de Energía Eléctrica.

Una vez que se seleccionó la metodología adecuada, se identifican variables técnicas y económicas para la aplicación de la metodología a tres proyectos de empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica del Ecuador.

Finalmente, se realiza el análisis de los resultados obtenidos en los tres proyectos de las distribuidoras evaluadas y de esta manera verificar qué proyecto es el más viable técnica y económicamente.

PRESENTACIÓN

Cuando se realizan tomas de medida en los contadores de energía, las empresas distribuidoras invierten recursos económicos para desplazarse hasta el domicilio si se genera una orden de corte o reposición, igualmente al desplegar personal al lugar cuando existe robo de energía por conexiones ajenas a las implementadas, existe pérdida de recursos económicos en las empresas distribuidoras de energía.

Por tales problemas existentes en las redes, es el interés de estudio e investigación de métodos de lectura que van a ayudar a disminuir tiempo y ante todo pérdidas económicas en un sistema eléctrico de distribución, mediante sistemas de Telemedición de Energía Eléctrica.

Para implementar estos sistemas de Telemedición de Energía Eléctrica hay que tomar en cuenta parámetros, tanto técnicos como económicos; en los cuales se podrá evaluar la viabilidad técnica-económica de cada uno de ellos mediante una metodología que se acoja a los requerimientos del proyecto que se vaya a ejecutar y de esta manera escoger el más adecuado.

En el presente trabajo se podrán encontrar diversas metodologías de evaluación de proyectos, pasando por métodos de localización como el método del Centro de Gravedad, así como métodos cuantitativos como el de Vogel o cualitativos como el método Delfi, hasta llegar a métodos que unan técnicas cualitativas y cuantitativas, como son por ejemplo los métodos Electre, Brown y Gibson y en especial el método Scoring.

Se describen tecnologías de Telemedición de Energía Eléctrica que se utilizan en las distribuidoras, analizando las características, ventajas y desventajas que presentan.

Además, se evaluarán proyectos de tres empresas Distribuidoras de Energía del Ecuador comparando diferentes rubros de carácter técnico y económico, utilizando la

metodología de evaluación técnica-económica de proyectos de Telemedición de Energía Eléctrica seleccionada.

Finalmente se realiza el análisis de los tres proyectos y se escoge aquella que tiene la mejor puntuación y por ende la que más factible técnica y económicamente.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

Los proyectos de Telemedición de Energía Eléctrica son muy importantes ya que ayudan a reducir las pérdidas no técnicas en las Distribuidoras, con la finalidad de incrementar su facturación.

Por tal motivo, se va a desarrollar una metodología que permita evaluar la viabilidad técnica-económica de proyectos de Telemedición de Energía Eléctrica, identificando variables técnicas y económicas para de esta manera identificar qué proyecto es el más viable.

1.2 OBJETIVO

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

Plantear una metodología para la evaluación de la viabilidad técnica-económica de proyectos de Telemedición de Energía Eléctrica.

1.2.2 OBJETIVO ESPECÍFICO

- Identificar variables técnicas y económicas para la valoración en la viabilidad de un Proyecto de Telemedición de Energía Eléctrica.

- Plantear una metodología de valoración para la viabilidad técnica-económica de un Proyecto de Telemedición de Energía Eléctrica, considerando las principales variables identificadas.

- Aplicar la metodología a un ejemplo de proyecto de telemedición de energía eléctrica y demostrar su factibilidad técnica-económica.

1.3 ALCANCE

Mediante una metodología que se acoja a los requerimientos de evaluación técnica-económica, se realizará los estudios de proyectos de Telemedición de Energía Eléctrica, que servirá como referente para las empresas Distribuidoras de Energía.

Esta metodología se desarrollará para establecer que proyecto es el más viable técnica y económicamente, identificando previamente las variables más importantes que influyan en el estudio de estos proyectos.

1.4 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Cuando se va a implementar un sistema de Telemedición de Energía Eléctrica, se deben tomar en cuenta parámetros técnicos y económicos, y de esta manera obtener resultados que sean viables al invertir las empresas distribuidoras de energía en un proyecto. Es por ello que se va a identificar variables que permitan ser una guía al momento de valorar la viabilidad de un Proyecto de Telemedición.

Es de suma relevancia el realizar estudios de este tipo, ya que entre sus característica está el disminuir las pérdidas técnicas y el demostrar su factibilidad, y con ello de alguna manera impulsar otros proyectos afines a este.

1.5 CONTENIDO DEL DOCUMENTO

El trabajo de titulación está dividido en cinco capítulos, en donde se irá desarrollando un fundamento teórico, conjuntamente con el estudio de diversas metodologías para

escoger la más adecuada y aplicarlo a un ejemplo para luego realizar el análisis de los resultados obtenidos.

El capítulo 1 comienza con una introducción y resumen del trabajo de titulación, en donde se detallan sus antecedentes, objetivos, alcance y justificación.

En el capítulo 2 se detalla el marco teórico, en el cual se aborda un estudio de los sistemas de distribución existentes, sus partes y clasificación, para luego revisar un breve resumen de la historia de los contadores de energía y describir las tecnologías de Telemedición, y finalmente se realiza un minucioso estudio de las metodologías para la evaluación de proyectos.

En el capítulo 3 se propone la metodología para la evaluación técnica-económica de proyectos de Telemedición de Energía Eléctrica y se la aplica a un ejemplo.

El capítulo 4 contiene el análisis de resultados de la metodología que se aplicó en el ejemplo descrito en el capítulo 3.

Finalmente, en el capítulo 5 se encuentran las conclusiones y recomendaciones del proyecto de titulación.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

El Sistema de Distribución es la etapa final de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), cuya función es entregar energía eléctrica a los consumidores a un voltaje normalizado de 240V/120V.

En la figura 2.1 se aprecia el esquema de un Sistema Eléctrico de Potencia; el cual está formado por una serie de equipos e instalaciones; cuya finalidad es la de entregar energía eléctrica desde la generación hasta el usuario final; la cual debe cumplir con requerimientos de calidad, seguridad y confiabilidad. [1]

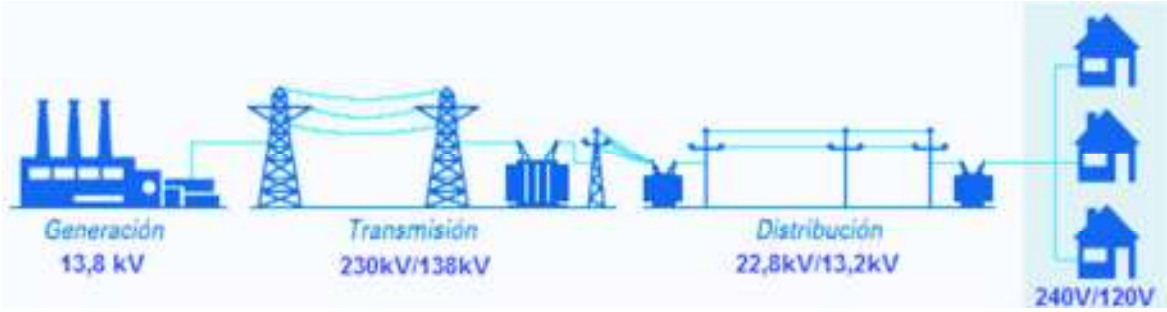

Figura 2.1: Sistema Eléctrico de Potencia

Fuente: Elaboración propia en base a http://www.claseejecutiva.cl/2013/07/regulacion-del-mercado-electrico-en-chile/

2.1.1 COMPONENTES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

2.1.1.1 Subestaciones de distribución

Son subestaciones a las cuales llegan las líneas de subtransmisión para reducir el voltaje a valores nominales de 22,8 kV/13,2 kV. [2] En la figura 2.2 se muestra el esquema de una subestación de distribución en un sistema de distribución.

2.1.1.2 Red Primaria

Como se aprecia en la figura 2.2, la red primaria es un segmento del sistema de distribución que parte de la subestación de transformación hasta los transformadores de distribución. [3]

2.1.1.3 Transformadores de Distribución

Son los encargados de reducir el voltaje proveniente de la red primaria a valores nominales de uso industrial, comercial y residencial. [2] En la figura 2.2 se muestra la ubicación del transformador de distribución en un sistema de distribución.

2.1.1.4 Red Secundaria

Como se aprecia en la figura 2.2, la red secundaria es un segmento del sistema de distribución que se encarga de transportar la energía eléctrica proveniente de los trasformadores de distribución hasta las acometidas. [3]

2.1.1.5 Acometidas

Son líneas que parten de la red secundaria hasta los contadores de energía del usuario final. [2] En la figura 2.2 se muestra el esquema de una acometida en un sistema de distribución.

2.1.1.6 Contadores de energía

Como se aprecia en la figura 2.2, los contadores de energía son instrumentos encargados de medir el consumo de energía eléctrica de cada usuario. [2]

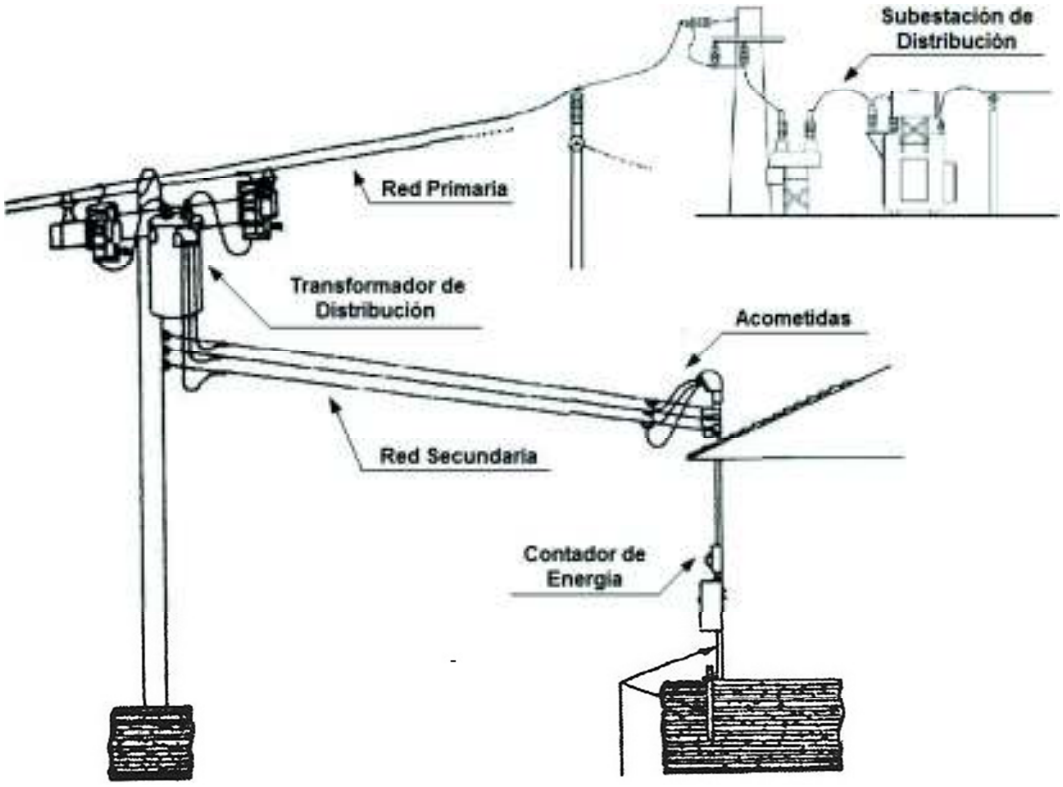

Figura 2.2: Sistema Eléctrico de Distribución.

Fuente: Elaboración propia en base a http://autodesarrollo-electricidadpractica.blogspot.com/2011/05/intalaciones-electricas-residenciales.html

2.1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

2.1.2.1 Por su construcción

2.1.2.1.1 Redes de Distribución Aéreas

Son redes en las cuales los componentes eléctricos están soportados por estructuras; las cuales están separados de tierra a una altura estandarizada. [2] Entre los principales componentes eléctricos, se citan los siguientes:

- Alimentadores primarios.
- Transformadores y protecciones.
- Interruptores.
- Seccionadores.
- Crucetas.
- Conductores.
- Herrajes
- Aisladores

En la figura 2.3 se observa una típica red de distribución aérea y sus componentes.

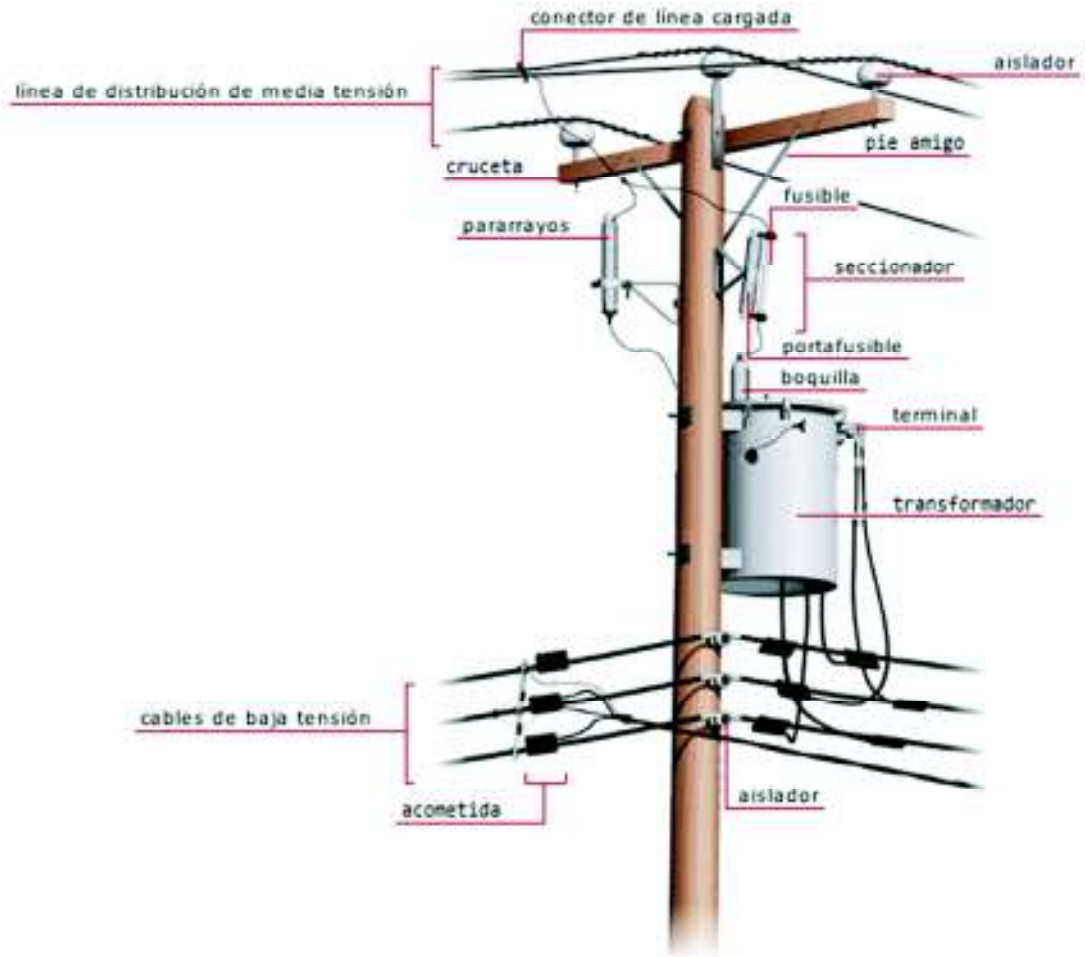

Figura 2.3: Redes de distribución aéreas

Fuente: http://orduan.blogspot.com/

2.1.2.1.2 Redes de Distribución Subterráneas

Son redes en las cuales los componentes eléctricos se hallan bajo tierra. Como se esquematiza en la figura 2.4, los conductores se encuentran en conductos directamente bajo tierra, mientras que los otros elementos normalmente se encuentran en cámaras ubicadas en edificios o centros comerciales o de otro modo de igual manera bajo tierra. [2]

Figura 2.4: Redes de distribución subterráneas

Fuente: http://www.construmatica.com/construpedia/Electricidad_-_Corriente_Continua_y_Alterna._Electromagnetismo_y_Ley_de_Ohm:_Conductores_en_Redes_de_Distribuci%C3%B3n

2.1.2.1.3 Redes de Distribución Mixtas

Son redes en las cuales los componentes eléctricos se encuentran repartidos por las líneas aéreas o bien están enterradas bajo tierra. [2]

2.1.2.2 Por el tipo de cargas

2.1.2.2.1 Cargas residenciales

Son cargas en las que se incluyen apartamentos, multifamiliares, condominios, urbanizaciones, etc. Las cargas son el su mayoría resistivas (iluminación y calefacción) y una pequeña parte reactiva debido a los electrodomésticos. [4]

2.1.2.2.2 Cargas Industriales

A diferencia de las anteriores, estas tienen un alto contenido de cargas reactivas ocasionadas por el funcionamiento de motores. [4]

2.1.2.2.3 Cargas comerciales

Tienen cargas resistivas pero va enfocado a los lugares donde hay actividad comercial, centros comerciales y edificios de oficina. [4]

2.1.2.2.4 Cargas de alumbrado público

Estas cargas tienen características resistivas, para su funcionamiento se utilizan redes que alimentan lámparas de sodio y led. [4]

2.1.2.2.5 Cargas Mixtas

Están formadas por una mezcla de cargas en una misma red de distribución. [4]

2.1.2.3 Por la densidad de carga

2.1.2.3.1 Rurales

Es aquella que posee una densidad de carga de hasta 50 kVA distribuida en una longitud de 2 km a 3 km. Su factor de carga es bajo. [2]

2.1.2.3.2 Urbanas

Tiene una densidad mayor de carga en el centro de la ciudad que en sus alrededores. Este tipo de redes tienen un alto factor de carga. [2]

2.1.2.4 Por su configuración

2.1.2.4.1 Red Radial de medio y bajo voltaje

En esta red, los consumidores tienen una sola vía de alimentación debido a que poseen una sola línea de suministro [5], como se indica en la figura 2.5.

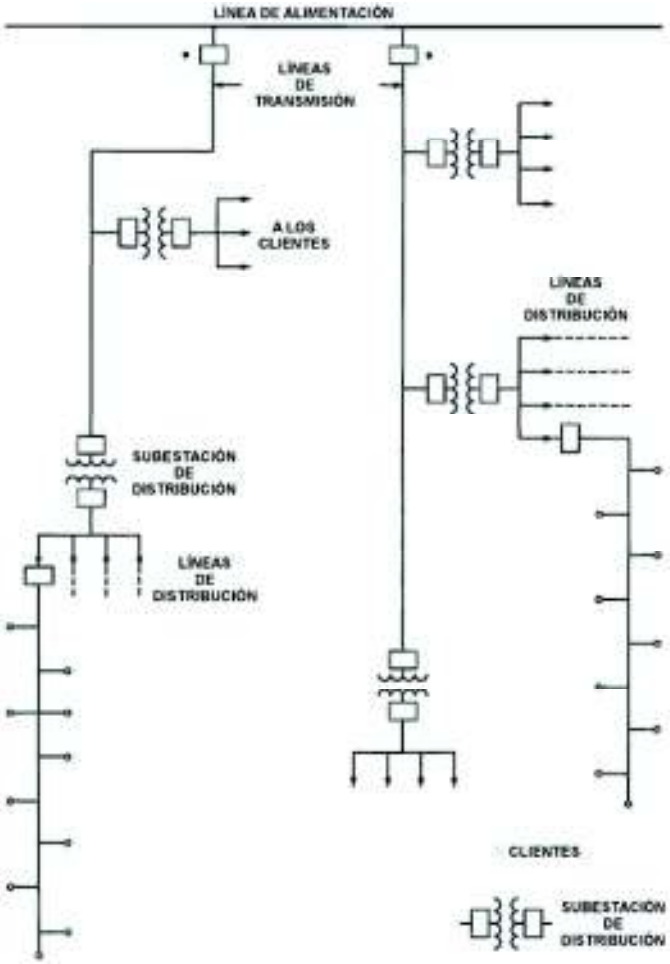

Figura 2.5: Redes de distribución Radial

Fuente: http://distribucion.webnode.com.co/topologias-de-las-redes-de-distribucion/?utm_source=copy&utm_medium=paste&utm_campaign=copypaste&utm_content=http%3A%2F%2Fdistribucion.webnode.com.co%2Ftopologias-de-las-redes-de-distribucion%2F

2.1.2.4.2 Red en Lazo o Malla

Esta red está respaldada por circuitos primarios adyacentes, lo cual brinda más confiabilidad a la red [5]. En la figura 2.6 se muestra el esquema de una red en malla.

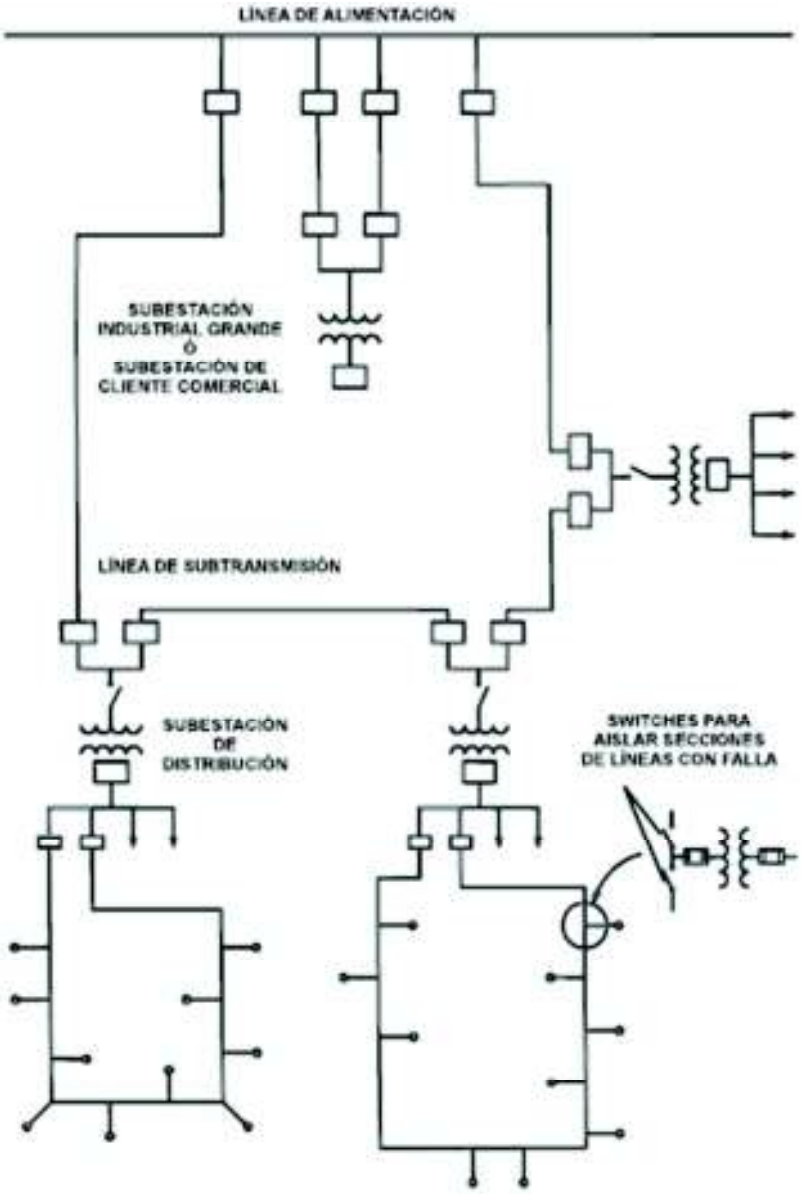

Figura 2.6: Redes de distribución en Lazo o Malla

Fuente: http://distribucion.webnode.com.co/topologias-de-las-redes-de-distribucion/?utm_source=copy&utm_medium=paste&utm_campaign=copypaste&utm_content=http%3A%2F%2Fdistribucion.webnode.com.co%2Ftopologias-de-las-redes-de-distribucion%2F

2.1.2.4.3 Red Mixta

Es una combinación de las otras dos redes. Está diseñada especialmente para clientes críticos, una parte radial del sistema alimenta a pocos clientes residenciales [5]. En la figura 2.7 se muestra el esquema de una red mixta.

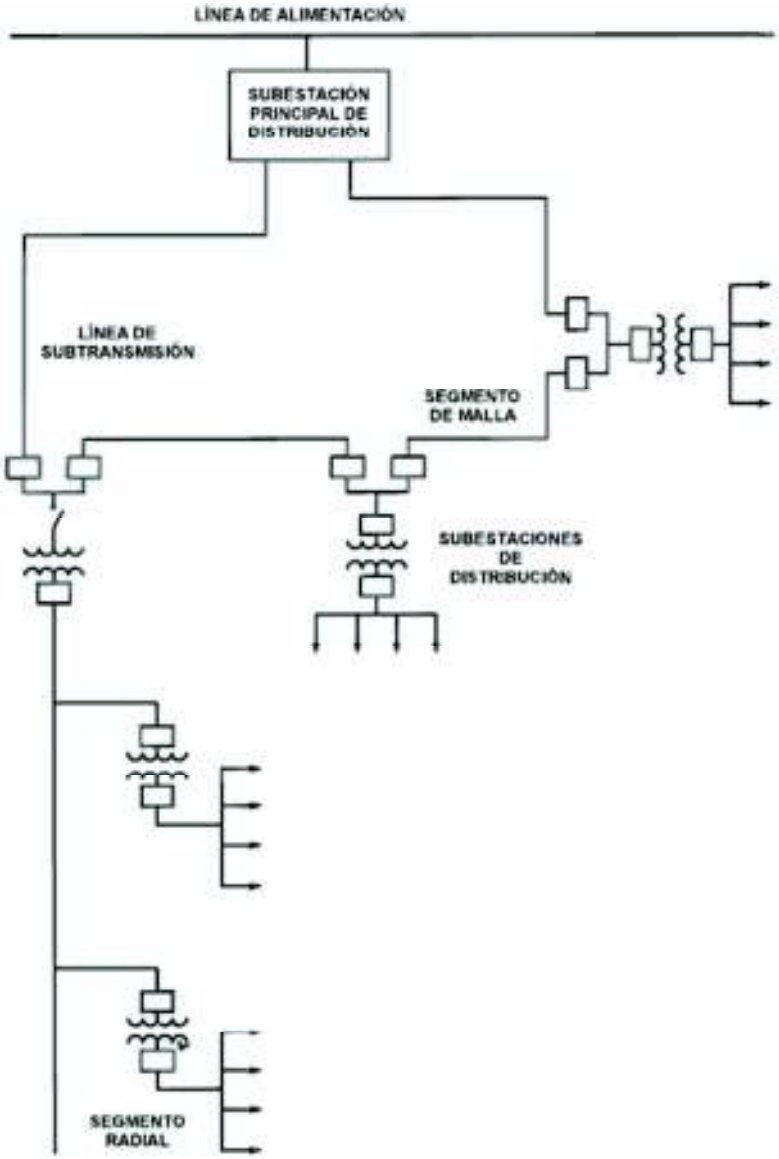

Figura 2.7: Redes de distribución Mixta

Fuente: http://distribucion.webnode.com.co/topologias-de-las-redes-de-distribucion/?utm_source=copy&utm_medium=paste&utm_campaign=copypaste&utm_content=http%3A%2F%2Fdistribucion.webnode.com.co%2Ftopologias-de-las-redes-de-distribucion%2F

2.2 SISTEMAS DE MEDICIÓN

A lo largo de estos últimos 120 años se ha visto una evolución en cuanto a contadores de energía; desde los electromecánicos hasta los contadores inteligentes que poseen características muy sofisticadas en cuanto a la medición de energía. [8]

En la figura 2.8 se muestra la evolución de los contadores de energía; que ha sido proporcional al avance tecnológico que se ha ido desarrollando a lo largo de todo este tiempo.

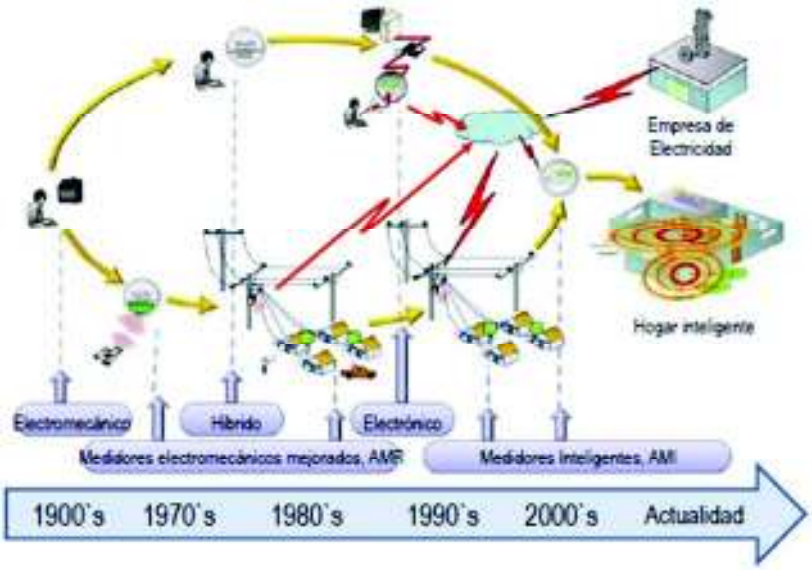

Figura 2.8: Evolución de los contadores de energía.

Fuente: https://www.slideshare.net/FiiDEM/infraestructura-de-medicin-avanzada-ami-en-las-redes-inteligentes/4

2.2.1 HISTORIA DE LOS CONTADORES DE ENERGÍA

En la primera mitad del siglo XIX se desarrollaron grandes descubrimientos en el campo del electromagnetismo. En 1820 el francés André-Marie realizó varios experimentos utilizando los principios de la electrodinámica. En 1827 el alemán Georg Simon Ohm descubre la relación que existe entre el voltaje y la corriente a través de un conductor, para que en 1831 el británico Michael Faraday descubriese

la ley que lleva su nombre; la cual es la base fundamental para el funcionamiento de generadores, motores y transformadores. [8]

En la segunda mitad del siglo XIX comenzaron a desarrollarse aplicaciones prácticas y la creación de las primeras patentes; como por ejemplo, la lámpara, el motor, el dínamo, el transformador, el medidor y la turbina; las cuales se inventaron de manera consecutiva y rápida. [8]

Con la invención del dínamo; en 1861 por Anyos Jedlik y en 1867 por Werner von Siemens, se comienza a generar energía eléctrica a gran escala mayor y con fines comerciales; sin embargo, no estaba claro en que unidades debía ser facturada. [8]

En 1872 se crea el primer contador patentado, realizado por Samuel Gardiner. Como se muestra en la figura 2.9, consistía de un medidor DC lámpara/hora; el cual incorporaba un reloj con un electromagneto. Medía el tiempo en el cual se suministraba energía a la carga, ya que todas las lámparas conectadas a este medidor estaban controladas por un interruptor. [8]

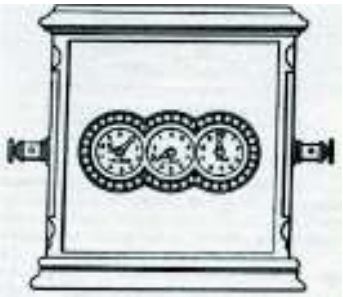

Figura 2.9: Contador de DC lámpara/hora de Samuel Gardiner (Westinghouse Handbook of Watthour Meters).

Fuente: https://www.metering.com/features/the-history-of-the-electricity-meter/

Para el año de 1878 J.B. Fuller, crea el primer contador lámpara/hora de AC patentado. Como se indica en la figura 2.10, estaba formado por un reloj operado por una armadura que vibraba entre dos bobinas. [8]

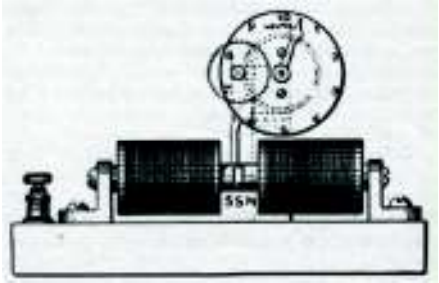

Figura 2.10: Contador de DC lámpara/hora de J.B. Fuller (Westinghouse Handbook of Watthour Meters).

Fuente: https://www.metering.com/features/the-history-of-the-electricity-meter/

Thomas Alva Edison en 1981 crea un medidor basado en el principio electroquímico de la corriente; el cual medía la cantidad de energía, en lugar del tiempo en que el circuito estaba energizado. Como se aprecia en la figura 2.11, contenía una celda electrolítica, en la que se colocó una tira de cobre previamente pesada al inicio del periodo de facturación. La corriente que circulaba a través del electrolito causaba una deposición en el cobre. Al final del periodo de facturación, la banda de cobre se volvía a pesar, y la diferencia representaba la cantidad de electricidad que había circulado. [8]

Figura 2.11: Medidor de electricidad de Thomas Edison (Handbook for Electrical Metermen).

Fuente: https://www.metering.com/features/the-history-of-the-electricity-meter/

En 1889 Elihu Thomson desarrolló el vatímetro de grabación, como se indica en la figura 2.12. Contenía un motor de hierro; al cual excitaba al rotor a través de un voltaje generado por una bobina y una resistencia, utilizando un colector. [8]

Figura 2.12: Vatímetro de grabación de Elihu Thomson (Schenectady Museum Archives).

Fuente: https://www.metering.com/features/the-history-of-the-electricity-meter/

El mismo año el húngaro Otto Titusz Bláthy patentó su contador eléctrico para corrientes eléctricas. [8]

Para finales de 1800, Oliver Blackburn Shallenberger en 1894, desarrolló el medidor de vatios-hora utilizando principios de inducción como se indica en la figura 2.13; y más adelante, en 1899 Ladwing Gutmann crea el medidor vatios-hora para AC. [8]

Figura 2.13: Medidor de inducción vatios-hora de Oliver Blackburn.

Fuente: https://www.metering.com/features/the-history-of-the-electricity-meter/

En los siguientes años, se lograron hacer muchas mejoras; tales como: reducción de peso y dimensiones, extensión de la zona de carga, compensación de los cambios de factor de potencia, el voltaje y la temperatura, así como la eliminación de la fricción mediante la sustitución de los cojinetes de pivote por rodamientos esféricos. [8]

En la década de los años 1970 se pudieron ver circuitos del tipo analógico y más adelante utilizando circuitos digitales con miras a futuro como son los que se ven en la actualidad. [8]

2.2.2 CONTADORES DE ENERGÍA

Son equipos que se emplean para medir el consumo de energía eléctrica suministrada a los clientes. Su facturación lo realiza la correspondiente empresa distribuidora de energía que aplica una tarifa establecida por el ente regulador, que en este caso es el ARCONEL. [9]

2.2.2.1 Clasificación de los Contadores de Energía

2.2.2.1.1 Por su construcción

De acuerdo a la construcción del contador de energía puede ser de dos tipos:

- **Contadores de Inducción:** Son medidores del tipo electromagnéticos. Como se indican en la figura 2.14, están formados por un disco que gira debido a la circulación de corriente en las bobinas fijas y al reaccionar con las inducidas en un elemento móvil. [10]

Figura 2.14: Contador de inducción.

Fuente: http://www.galeon.com/construccion/servicios.html

- **Contadores Estáticos:** Son medidores electrónicos formados por elementos de estado sólido sobre los cuales actúa una corriente y tensión, generando de esta manera pulsos de salida que luego se los podrá visualizar e interpretar [10], como se muestra en la figura 2.15.

Figura 2.15: Contador estático.

Fuente: https://spanish.alibaba.com/?spm=a2700.7787054.a372h.1.iR1r5D

2.2.2.1.2 Por el tipo de energía que miden

Hay de dos tipos:

- **Contadores de Energía Activa:** Son aquellos que miden el consumo de energía activa (KWh) [10]. En la figura 2.16 se muestra un contador de energía activa tipo electrónico.

Figura 2.16: Contador de Energía activa tipo electrónico.

Fuente: http://www.ecilenergia.com.br/english/md1200.html

- **Medidores de Energía Reactiva:** Son aquellos que miden el consumo de energía reactiva (kVArh) [10]. En la figura 2.17 se muestra un contador de energía reactiva.

Figura 2.17: Contador de Energía Reactiva.

Fuente: http://chinaenergymeter.es/1b-DTS238-composite-active-3.html

2.2.2.1.3 De acuerdo a la exactitud

Existen principalmente tres clases de contadores en función de su exactitud:

- ***Medidor Clase 0,1:*** *Se utiliza para medir energía activa suministrada en bloque en un punto de frontera con otras empresas electrificadas o grandes consumidores alimentados a 13.8 kV, 138 kV ó 69 kV.* [10]

- ***Medidor Clase 1:*** *Incluye los medidores trifásicos para medir energía activa y reactiva de grandes consumidores para clientes mayores de 55 kW.* [10]

- ***Medidor Clase 2:*** *Es la clasificación básica e incluye los medidores monofásicos para medir energía activa en casas, oficinas, locales comerciales y pequeñas industrias con cargas menores de 55 kW.* [10]

2.2.2.1.4 De acuerdo con la conexión en la red

Básicamente se tiene los siguientes contadores de energía:

- **Medidor Monofásico Bifilar:** Es utilizado en acometidas para fase y neutro [10]. Como se puede observar en la figura 2.18 y 2.19, pueden ser simétrico y asimétrico.

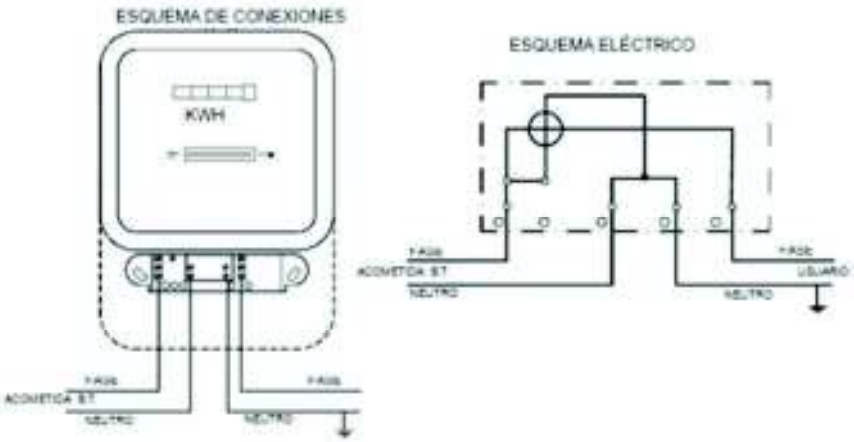

Figura 2.18: Medidor Monofásico Bifilar Simétrico

Fuente: https://sites.google.com/site/labmediup/temas-de-la-unidad/pl-7-medicion-de-potencia/7-4-teoria-y-tecnica

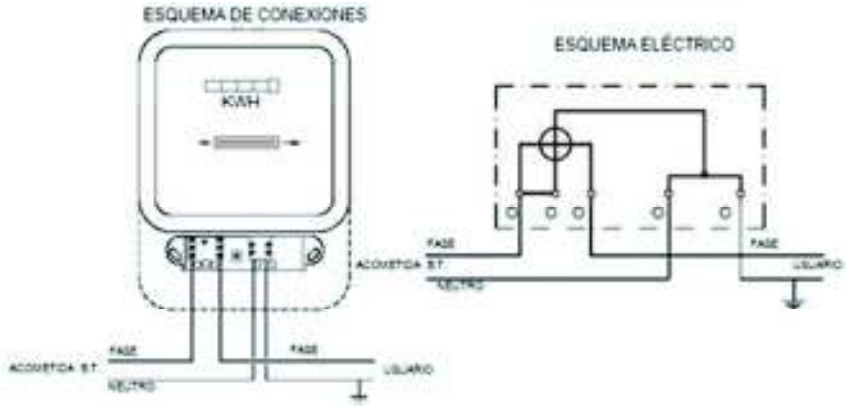

Figura 2.19: Medidor Monofásico Bifilar Asimétrico.

Fuente: https://sites.google.com/site/labmediup/temas-de-la-unidad/pl-7-medicion-de-potencia/7-4-teoria-y-tecnica

- **Medidor Monofásico Trifilar:** Es utilizado para acometidas que se toman de circuitos secundarios que surgen de transformadores monofásicos, cuyo voltaje es de 220 V / 120 V de fase partida; es decir, dos conductores vivos y

uno neutro [10]. En la figura 2.20 se indica el esquema eléctrico y de conexiones del medidor monofásico trifilar.

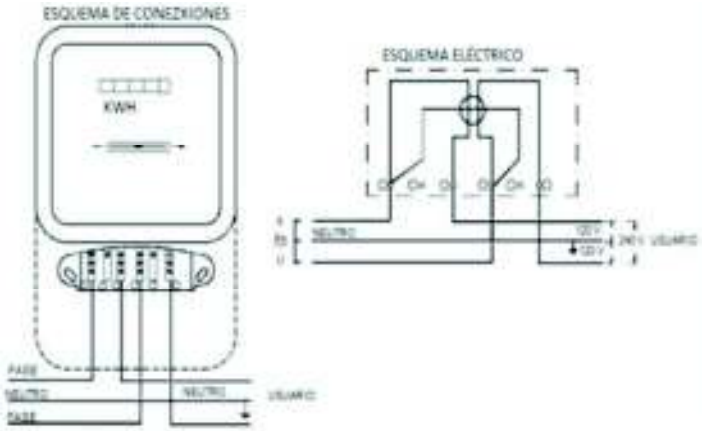

Figura 2.20: Medidor Monofásico Trifilar.

Fuente: https://sites.google.com/site/labmediup/temas-de-la-unidad/pl-7-medicion-de-potencia/7-4-teoria-y-tecnica

- **Medidor Bifásico Trifilar:** Es utilizado para acometidas en baja tensión de dos fases y tres hilos [10]. En la figura 2.21 se indica el esquema eléctrico y de conexiones medidor bifásico trifilar.

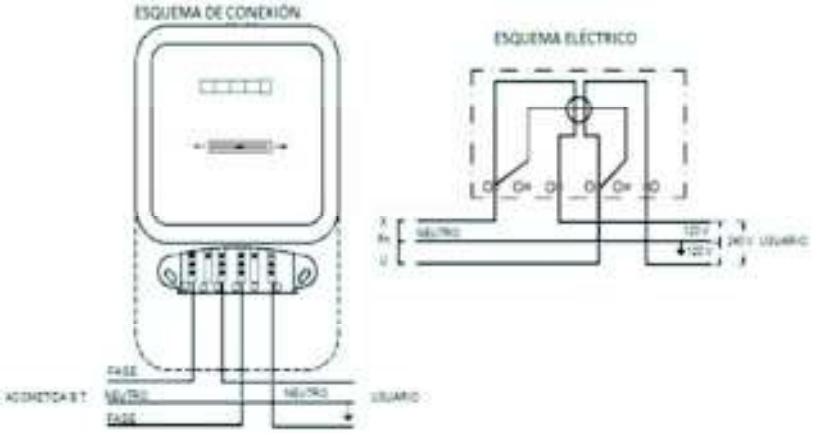

Figura 2.21: Medidor Bifásico Trifilar.

Fuente: https://sites.google.com/site/labmediup/temas-de-la-unidad/pl-7-medicion-de-potencia/7-4-teoria-y-tecnica

- **Medidor Trifásico Tetrafilar:** Es utilizado para acometidas trifásicas en baja tensión de tres fases y cuatro hilos [10]. En la figura 2.22 se indica el esquema eléctrico y de conexiones medidor trifásico tetrafilar.

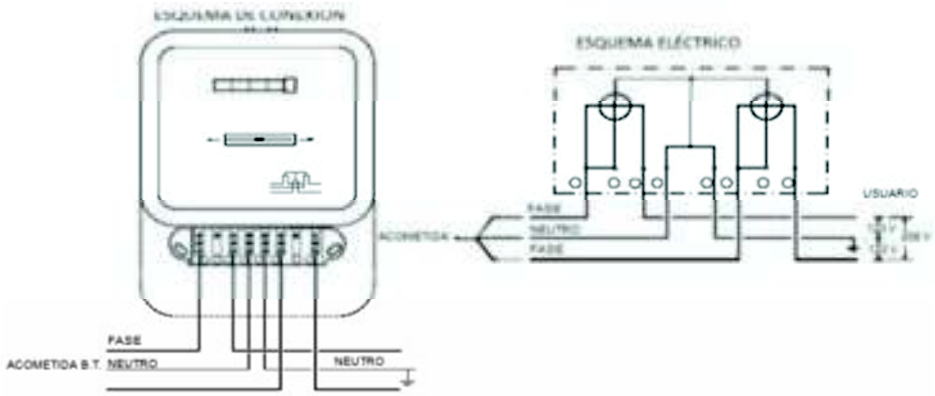

Figura 2.22: Medidor Trifásico Tetrafilar.

Fuente: https://sites.google.com/site/labmediup/temas-de-la-unidad/pl-7-medicion-de-potencia/7-4-teoria-y-tecnica

- **Medidor Trifásico Trifilar:** Es utilizado para acometidas de tres fases sin neutro. [10]

2.2.2.1.5 De acuerdo al número de elementos

- **De un elemento:** Consta de una bobina de corriente y otra de tensión. [10]
- **De elemento y medio:** Consta de dos bobinas de corriente compartiendo una de tensión, para ser conectados a 240 V. [10]
- **De dos elementos:** Consta de dos bobinas de corriente y dos de tensión. [10]

2.2.2.1.6 Por el tipo de medición NTC 5019

- **Directa:** Es en donde la conexión entre el contador y los conductores de la acometida es directa; es decir, la corriente de la carga pasa a través de sus bobinas a un amperaje máximo de 100 A. [10]

En la figura 2.23 se muestra el esquema de conexiones de un contador monofásico bifilar para medición directa.

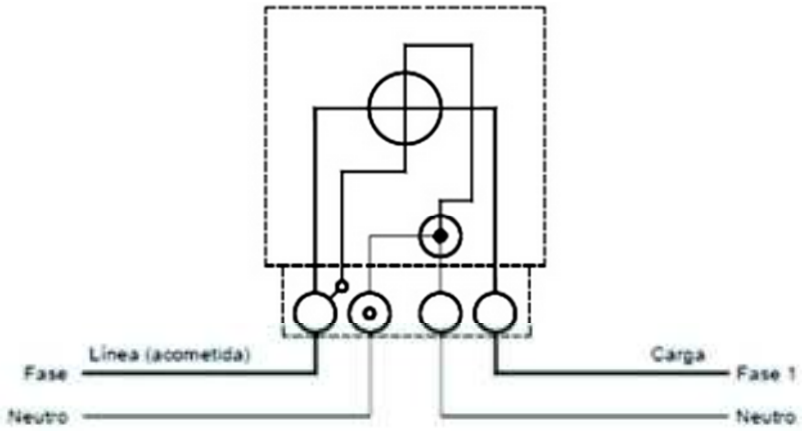

Figura 2.23: Medidor Monofásico bifilar para medición directa.

Fuente: https://es.slideshare.net/Edw1a/norma-tcnica-colombiana-ntc-5019

- **Indirecta:** A diferencia del anterior y como su nombre lo indica, el contador se conecta a equipos auxiliares de medición antes de hacerlo a los conductores de la acometida. [10]

  En la figura 2.24 se muestra el esquema de conexiones de un contador monofásico bifilar para medición directa.

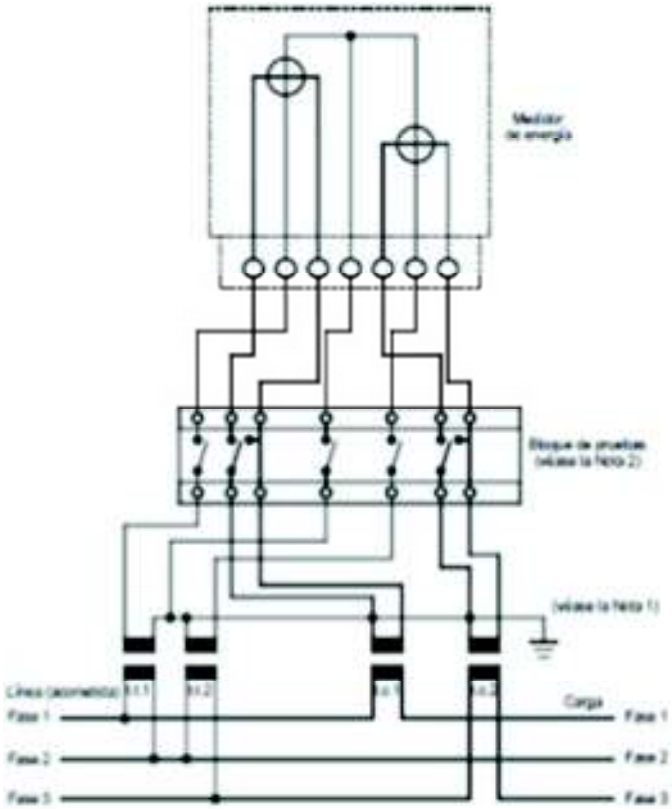

Figura 2.24: Contador Trifásico Trifilar para medición indirecta.

Fuente: https://es.slideshare.net/Edw1a/norma-tcnica-colombiana-ntc-5019

- **Semi-directa o Semi-indirecta:** Aquí las señales de la tensión van directamente a las líneas de alimentación de la carga, mientras que las señales de corriente lo hacen mediante trasformadores de corriente. [10]

  En la figura 2.25 se puede apreciar el esquema de conexiones para un contador monofásico trifilar para medición semi-directa.

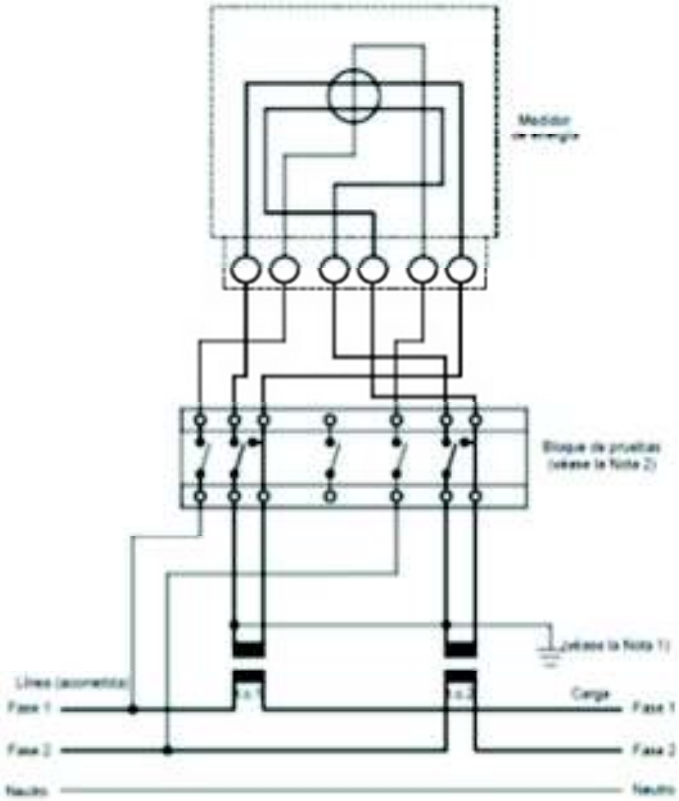

Figura 2.25: Contador Monofásico Trifilar de elemento y medio para medición semi-directa.

Fuente: https://es.slideshare.net/Edw1a/norma-tcnica-colombiana-ntc-5019

2.2.2.1.7 Contador Totalizador

Está instalado en los transformadores de distribución para realizar el control de energía. [10]

2.2.2.1.8 Contador de Prepago

Permite entregar al usuario una determinada cantidad de energía que previamente fue pagada. [10]

2.2.3 CONTADORES INTELIGENTES (SMART METERS)

Son medidores electrónicos que registran el consumo de energía en intervalos pequeños (menores a una hora) y la envían de forma segura a un sistema central para su monitoreo y facturación. La comunicación entre los medidores y el sistema central se realiza bidireccionalmente.

Por más de quince años, los contadores electrónicos han sido utilizados eficazmente por las empresas de servicios públicos para proporcionar datos precisos de facturación para al menos una parte de su base de clientes.

Los medidores inteligentes ayudan al consumidor a obtener información de la cantidad de energía (incluyendo valores de tensión, ángulo de fase, frecuencia etc.) que están consumiendo en tiempo real y tomar decisiones acertadas, como por ejemplo el desconectarse de la red para ahorrar energía.

Cuando se realiza un sistema de medición inteligente, los smart meters forman parte de ella, y son los encargados de realizar la comunicación y ejecutar comandos a nivel remoto y local, tal y como se esquematiza en la figura 2.26.

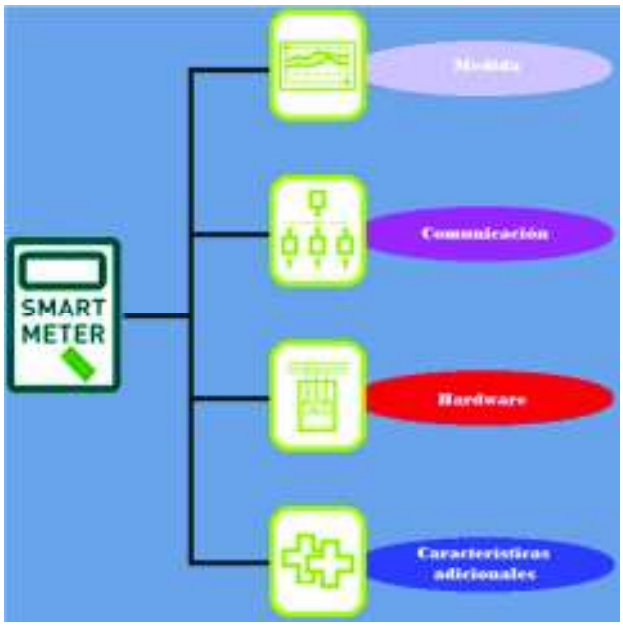

Figura 2.26: Infraestructura de un Medidor Inteligente

Fuente: Elaboración propia en base a http://www.iea-4e.org/projects/smart-metering-infrastructure

2.2.3.1 Características de los Smart Meters

Como se ha mencionado, estos dispositivos facilitan el uso adecuado de energía y la optimizan, dando resultados positivos tanto a nivel de usuario como a las distribuidoras. A continuación se presentan características que poseen los smart meters:

- Pueden controlar dispositivos en el domicilio del cliente.
- La información analizada de la red eléctrica es recopilada en el dispositivo.
- Estos dispositivos pueden programarse para controlar la energía consumida.
- Tienen la opción de corte y reconexión de manera remota.
- Identifica los lugares en donde se realiza la medición de acuerdo a las fuentes de generación distribuida.
- Detección inmediata frente a la manipulación y robo de los contadores.
- Mejoramiento en los estándares medioambientales.

2.3 SISTEMAS DE TELEMEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Telemedición es un sofisticado sistema que permite realizar comunicación a distancia mediante contadores de energía y a su vez tomar la información que se registra. [12] Para ejecutar este sistema, se han desarrollado una serie de contadores inteligentes; así como tecnologías para realizar la comunicación antes mencionada.

2.3.1 SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTE

Son sistemas compuestos por medidores inteligentes, infraestructuras de telecomunicación y sistemas centrales que hacen posible la comunicación remota de la red y la transmisión bidireccional de la información hacia un colector de información. [13]

Un esquema básico de medición inteligente se muestra en la figura 2.27

Figura 2.27: Esquema de medición inteligente

Fuente: http://www.revistaei.cl/2016/01/26/nuevas-tecnologias-comienza-la-introduccion-de-medidores-inteligentes/

Inicialmente, el uso de esta tecnología fue aplicada a clientes comerciales e industriales debido a la necesidad de obtener tarifas más adecuadas y datos de facturación más detallados. Muy pronto entraría el uso de contadores electrónicos a mayores clientes de las empresas de servicios públicos y con el tiempo gradualmente se expandió a todo tipo de clientes. Esta migración fue posible debido a la disminución del costo de la tecnología y los requisitos de facturación avanzada para cualquier tipo de clientes.

2.3.1.1 Lectura de Medición Remota (AMR)

El sistema de medición inteligente AMR (Automatic Meter Reading) es una tecnología de comunicación que se realiza entre el dispositivo de medida de energía (gas, electricidad o agua) y un servidor de datos, con la finalidad de facturar, detectar y dar solución de problemas y análisis; es decir, son equipos de tipo registrador

(recolección automática de consumo) que miden únicamente energía acumulada, esta puede ser mensual o por intervalos de tiempo. En la figura 2.28 se muestra la estructura básica de un sistema AMR.

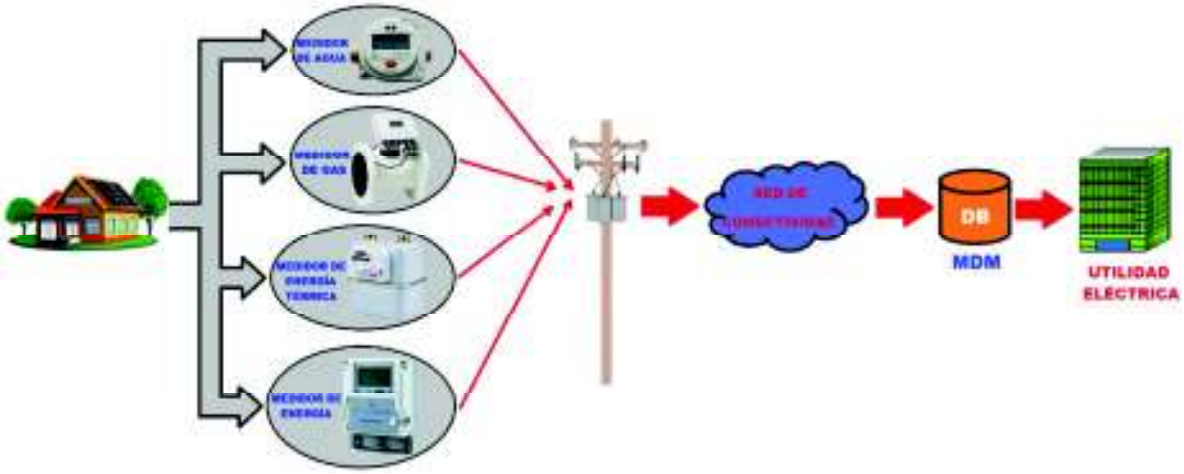

Figura 2.28: Estructura de un sistema AMR

Fuente: Elaboración propia en base a https://www.slideshare.net/FiiDEM/infraestructura-de-medicin-avanzada-ami-en-las-redes-inteligentes/4

Esta tecnología ahorra principalmente a los proveedores de servicios públicos el gasto de viajes periódicos a cada ubicación física donde se encuentra el medidor. Otra ventaja es que la facturación puede basarse en el consumo casi en tiempo real y no en estimaciones basadas en el consumo pasado o previsto. Esta información oportuna junto con el análisis puede ayudar tanto a los proveedores de servicios públicos como a los clientes a controlar mejor el uso y la producción de energía eléctrica, el consumo de gas o el consumo de agua.

2.3.1.1.1 Características de un sistema AMR

La Lectura de Medición Remota tiene muchas características importantes; de las cuales, en función de los requerimientos que se desee aplicar, se considera los siguientes:

- Reduce los gastos por toma de lectura del medidor.
- Reduce los gastos por toma de lectura del medidor.

- Capacidad para acceder a medidores de difícil lectura.
- Mejor servicio al cliente.
- Mayor seguridad en la lectura de los medidores.
- Implementación de tarifas en tiempo real.
- Reducción del tiempo de lectura a factura.
- Automatización de distribución.
- Mejor detección de fraude.

2.3.1.1.2 Beneficio para el consumidor y la empresa proveedora

Un sistema AMR tiene beneficios muy grandes en relación a los métodos convencionales de medición, facturación y manejo de energía. Entre los más destacados se encuentran los siguientes:

- Obtener lecturas de medición inicial y final más fácil para abrir y cerrar cuentas.
- Simplificar las revisiones de facturación alta.
- Ayudar a identificar las pérdidas del sistema.
- Ayudar a detectar el robo del servicio.
- Permitir lecturas más frecuentes con poco incremento en el costo.
- Habilitar las fechas de facturación personalizadas.
- Proporcionar información detallada sobre el consumo a los clientes.
- Proporcionar servicio de vigilancia, como el monitoreo de fugas.
- Ayudar en el diseño de tarifas.
- Reducir los ajustes de la facturación
- Los contadores se pueden leer incluso en caso de que las casas estén cerradas.
- Posee un soporte de tarifas personalizadas (por ejemplo, para grandes clientes).

Los sistemas AMR incluyen tecnologías portátiles, móviles y de red, basadas en plataformas de telefonía, que pueden ser por cables e inalámbricas, radiofrecuencia (RF) o transmisión por línea eléctrica (PLC).

2.3.1.2 Infraestructura Avanzada de Medición (AMI)

El sistema de medición inteligente AMI (Advanced Metering Infrastructure) es un sistema de comunicación bidireccional que mide, recopila y analiza el consumo de energía o de la potencia instantánea y se comunica mediante contadores inteligentes de medición (Smart Meters). Los sistemas AMI permiten entre otras aplicaciones, obtener una comunicación en tiempo real de lectura de consumo “on-demand”, fijar los precios de acuerdo al tiempo de uso, registrar la demanda o la conexión/desconexión del servicio de manera remota.

Como se indica en la figura 2.29, en un sistema AMI, los medidores pueden transmitir datos recopilados a través de redes fijas comúnmente disponibles; tales como, BPL (Broadband over Power Line), PLC (Power Line Communications), redes fijas de radiofrecuencia (RF) y redes públicas (línea fija, celular). Los datos del medidor son recibidos por el sistema central AMI y enviados al Sistema Medidor de Gestión de Datos (MDMS); el cual realiza el almacenamiento y análisis de los datos para proporcionar la información en forma adecuada y posteriormente ser utilizada.

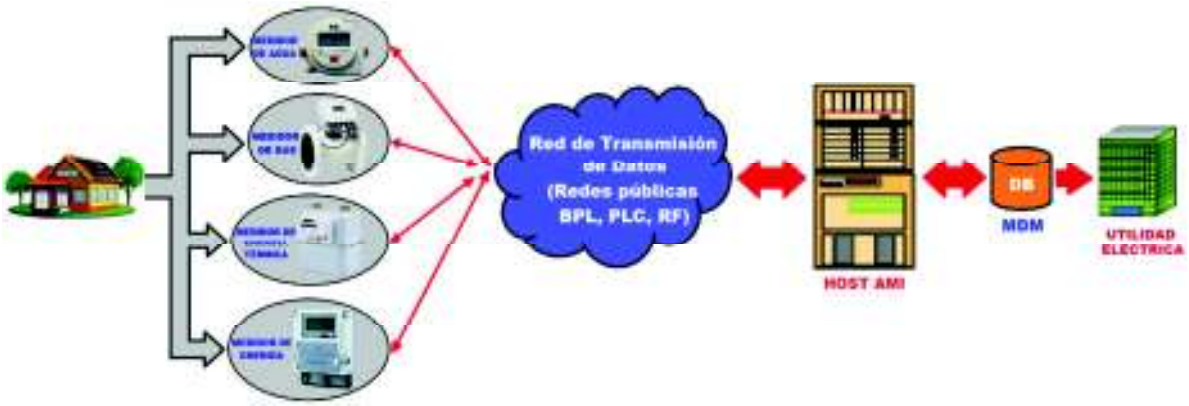

Figura 2.29: Estructura de un sistema AMI

Fuente: Elaboración propia en base a https://www.slideshare.net/FiiDEM/infraestructura-de-medicin-avanzada-ami-en-las-redes-inteligentes/4

2.3.1.2.1 Características de un sistema AMI

Los sistemas AMI tienen muchas características importantes, de las cuales, en función de los requerimientos que se desee aplicar, se considera los siguientes:

- Comunicación bidireccional entre los contadores y la empresa proveedora del servicio.
- Recopilación de datos automática.
- Sistema de ubicación y detección de fallas.
- Lectura, corte y reconexión remota.
- Datos detallados, en tiempo real.
- Balance comparativo de energía entre el transformador y la suma de los medidores.

2.3.1.2.2 Beneficio como empresa proveedora

Como empresa se debe brindar un servicio eficiente y confiable, pero a su vez también obtener los beneficios del caso. A continuación se citan las siguientes características:

- Notificaciones cuando se produce un corte o reconexión de algún cliente.
- Monitoreo del voltaje si se producen caídas o sobretensiones.
- Reducción de tomas de lectura incorrecta.
- Mejora en planificación del sistema de distribución.
- Notificación en caso de ser manipulado el contador.
- Reducción de los costos laborales.
- Mejor seguridad para los empleados.

2.3.1.2.3 Beneficio como consumidor

El sistema AMI proporciona buenos resultados a la empresa proveedora, de la misma manera como consumidor brinda excelente resultados; los cuales se menciona a continuación:

- Gestionar el propio consumo de energía.
- Mejor atención al cliente.
- Facturación más precisa eliminando lecturas aproximadas y errores de entrada de datos.
- Para realizar la lectura no hay necesidad de acceder a la propiedad del cliente.
- Mejor tiempo de respuesta e información cuando se producen cortes de energía.

En la tabla 2.1 se muestra un cuadro comparativo en el cual se encuentran las tecnologías de medición convencional, AMR y AMI.

Tabla 2.1: Análisis comparativo entre medidores manuales y las tecnologías AMR y AMI

Fuente: Elaboración propia en base a http://fliphtml5.com/cdpy/mdvy/basic

Elemento de sistema/Función	Manual	Lectura de Medición Remota (AMR)	Infraestructura Avanzada de Medición (AMI)
Medida	Electromecánica	Híbrido	Híbrido o estado sólido
Recopilación de datos	Manual, mensual	Mensual	Red de comunicación vía remota, diariamente o más seguido
Grabación de datos	Consumo total	Consumo total	En base al tiempo (uso por cada hora, o más seguido)

Principales aplicaciones	Facturación total de consumo	Facturación total de consumo	Opciones de precios, opciones del cliente, operaciones de servicios públicos, respuesta a la demanda de emergencia
Interfaces de software	Sistema de facturación e información de clientes	Sistema de facturación e información de clientes	Sistema de facturación e información de clientes, visualización de datos del cliente, manejo de cortes, respuesta a la demanda de emergencia

2.4 TECNOLOGÍAS DE TELEMEDICIÓN

Para realizar la transmisión de datos en un sistema de telemedición de consumo de energía eléctrica hasta los centros de control se utilizan diferentes métodos de transmisión; que pueden ser mediante radio frecuencia, línea telefónica u onda portadora.

2.4.1 TECNOLOGÍA GPRS

El servicio general de paquetes por radio (General Packet Radio Service, GPRS) es un sistema que permite la transmisión (envío y recepción) de información mediante conmutación; es decir, dividiéndola en paquetes. Este sistema se instala en cada medidor, permitiendo de esta manera cambiar medios de comunicación, protocolos, prestaciones, etc., sin afectar la estructura del sistema.

El sistema GPRS es la evolución del sistema GSM (de ahí el nombre GSM-IP) y está encaminada a los Protocolos de Control de Transmisión y Protocolo de Internet (TCP/IP), como se muestra en la figura 2.30.

Figura 2.30: Transmisión de información vía GPRS y GSM

Fuente: Elaboración propia en base a https://es.slideshare.net/kurtcla/gprs-generalpacketradioservice

La tecnología GPRS forma parte de la transmisión de datos por radio frecuencia; las cuales son reutilizadas (reutilización de frecuencuencias) al dividir la ciudad en pequeñas celulas (red celular) que constan cada una con un transmisor para cubrir diferentes áreas y de esta manera proporcionar un radio de cobertura más amplio que una sola celda, como se indica en las figuras 2.31 y 2.32 .[14]

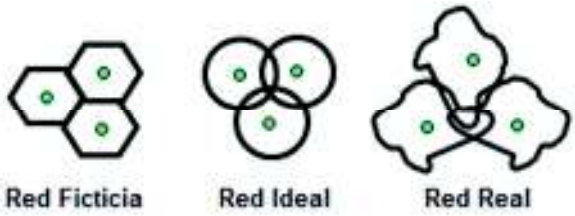

Figura 2.31: Red celular

Fuente: https://es.slideshare.net/imnsane/redes-celulares-y-tecnologias-de-comunicacion-celular

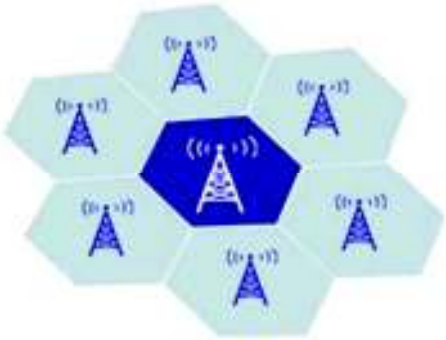

Figura 2.32: Reutilización de frecuencias en una red celular

Fuente: https://es.slideshare.net/imnsane/redes-celulares-y-tecnologias-de-comunicacion-celular

Para explotar la potencialidad de esta tecnología se han clasificado en tres clases de equipos terminales que varían de acuerdo al uso que se requiera.

Clase A

Los terminales clase A permiten la transmisión/recepción de voz y datos simultáneamente (GPRS y GSM). Es ideal para telefonía móvil y su costo es mayor al de los terminales clase A o B. [15]

Clase B

Los terminales clase B permiten la transmisión/recepción de voz y datos pero no de manera simultánea, puede interrumpirse la conexión de datos. Debido a que se utiliza un mismo canal, su costo es bajo en relación a los otros terminales. [15]

Clase C

Los terminales clase C permiten únicamente la transmisión/recepción de voz o de datos; es decir, no soportan la conexión simultánea. Su costo es alto. [15]

2.4.1.1 Descripción del sistema

La información decodificada del consumo de energía de un determinado conjunto de usuarios es enviado por el contador inteligente hacia un concentrador, y este a su vez la transmite a hacia el centro de control y facturación de la empresa distribuidora de energía eléctrica, como se indica en la figura 2.33.

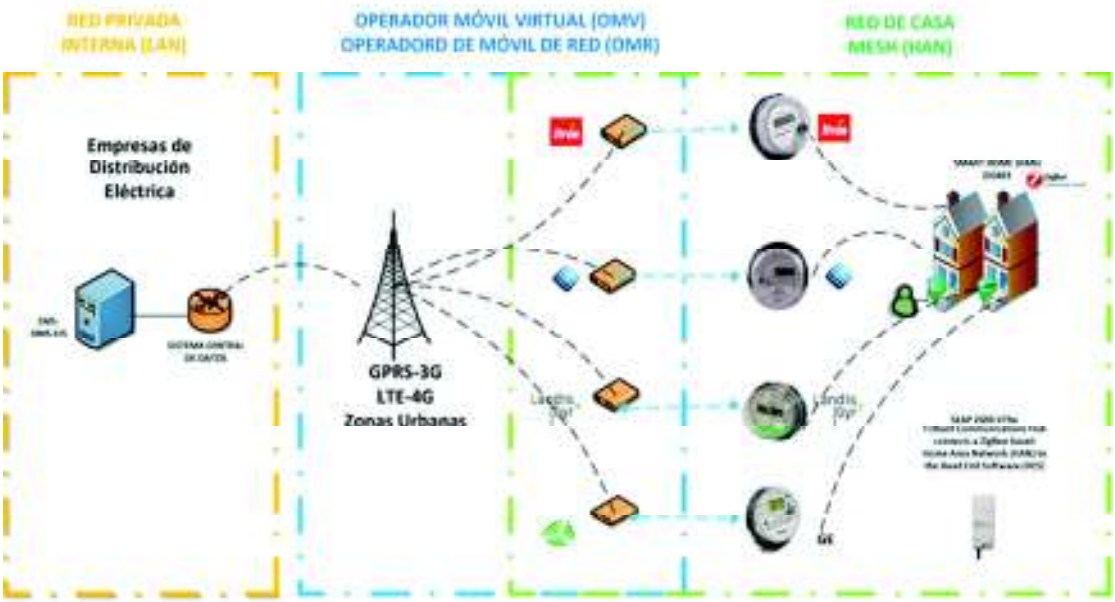

Figura 2.33: Esquema de transmisión vía GPRS

Fuente:
https://www.researchgate.net/publication/259467142_Comunicaciones_Celulares_para_medicion_inteligente_de_energia_electrica_en_sistemas_de_distribucion

2.4.1.2 Elementos del sistema

La telemedición mediante GPRS está encaminado a sistemas de distribución de energía eléctrica y está formado básicamente por tres elementos: Módulo de Transmisión, Canal de Comunicación y Módulo de Recepción.

2.4.1.2.1 Módulo de Transmisión

Es un circuito que capta las ondas electromagnéticas y mediante un transductor almacena o transfiere los parámetros eléctricos; tales como: energía consumida en tiempo real, potencia activa, potencia reactiva, curvas de demanda, etc., para que finalmente ingrese a una etapa de transmisión; en la cual, mediante la generación de pulsos codifique y transmita la información sincronizada y secuencial hasta el siguiente módulo. [16]

2.4.1.2.2 Canal de Comunicación

Genera el enlace de comunicación con el módulo de recepción. Tiene un circuito modulador, que mediante un circuito de sincronización controla la trasmisión de datos e ingresa a una etapa de almacenamiento. [16]

2.4.1.2.3 Módulo de Recepción

Posee un circuito transductor y amplificador de señal que se encuentra en el canal de comunicación, para luego pasar la señal amplificada por una serie de circuitos conversores y finalmente obtener los parámetros eléctricos deseados. [16]

2.4.1.3 Características

Posee una velocidad de transferencia superior a la tecnología GSM (aproximadamente 10 veces más rápido) que oscila entre 56 Kbps a una teórica máxima de 171.2 Kbps.

En relación a la manejada por GSM, la red de acceso posee tres nodos funcionales: PCU, SGSN y GGSN.

El establecimiento de la conexión del sistema GPRS es en menos de un segundo.

2.4.1.4 Ventajas

- El precio por la transferencia de información no está en función del tiempo de conexión, pero sí de la cantidad de su uso.
- El usuario puede estar conectado el tiempo que lo desee sin ningún cobro mientras no se realice transferencia de la información.

- Debido a que la información se maneja por paquetes de datos, el canal de voz se encuentra disponible.
- El ancho de banda puede ser compartido por varios usuarios GPRS.
- Se puede realizar o recibir llamadas mientras está conectado.
- Es una excelente opción para la transmisión de datos y señales de control a largas distancias.

2.4.1.5 Desventajas

- La carencia de herramientas para localización de fallas en la red en lugares lejanos.
- El tráfico existente en la red imposibilita que la velocidad alcanzada sea máxima.
- La información se puede perder o dañar debido a que viajan en paquetes separados.
- Debido a que se trabaja con señales inalámbricas, se debe analizar la calidad y cobertura de la señal.
- La capacidad de la célula es limitada.

2.4.2 TECNOLOGÍA PLC

La tecnología PLC ó DPL (Digital Power Line) emplea la red eléctrica para transmitir señales de voz, video y datos, convirtiendo a la línea eléctrica en una línea digital de alta velocidad. Esta tecnología llamada también recientemente como BPL (Broadband Power Line) se utiliza en topologías de red malladas en lugar de las radiales para aprovechar su velocidad. [17]

2.4.2.1 Descripción del sistema

La comunicación PLC se realiza mediante las redes eléctricas colocando concentradores en la subestación, con la finalidad que capte las señales de los diferentes contadores y luego sean enviadas a los centros de control y facturación de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, mediante otras interfaces de comunicación existentes.

2.4.2.2 Elementos del sistema

Los elementos de un sistema típico de Telemedición se muestran en la figura 2.34; el cual consta de una pantalla de visualización, un tablero de medición, un equipo colector y el servidor central de datos. Además, hay que recalcar que su comunicación es bidireccional.

Figura 2.34: Esquema de telemedición mediante PLC

Fuente: http://micel.net/nuestras-marcas/nuestras-marcas-quadlogic/proyectos-de-telegestion-plc/

2.4.2.2.1 Pantalla de Visualización

Este dispositivo está instalado en el tomacorriente de cada cliente. En esta pantalla el usuario puede observar el consumo que realiza e incluso recibir notificaciones de corte de energía, que se la realizar de manera remota. [16]

2.4.2.2.2 Tablero de Medición

Este equipo está instalado a la salida de los transformadores de distribución en baja tensión, cuya finalidad es evitar conexiones ilegales y la manipulación de los contadores de energía. Además, recibe la información proveniente de los medidores inteligentes de cada usuario. Tiene una capacidad de medición que varía entre 6 y 8 módulos. [16]

2.4.2.2.3 Colector de Datos:

El equipo colector de datos está ubicado en la subestación, y es el que se encarga de almacenar los datos para luego enviarlos a los centros de control y facturación de las empresas distribuidoras de energía eléctrica. Tiene una capacidad aproximada de comunicar hasta 10.000 usuarios. [16]

2.4.2.3 Arquitectura de la red PLC

Para su descripción, la red PLC se la separa en tres tramos: Backbone, Outdoor PLC e Indoor PLC. [18]

2.4.2.3.1 Backbone

En este tramo se inyecta la señal de los datos de la línea de media tensión a la red eléctrica. Se encarga de conectar la red Outdoor con la de transporte de telecomunicaciones. [18]

2.4.2.3.2 Outdoor PLC

Es el tramo que se ubica desde el lado de baja tensión del transformador de distribución hasta el contador de energía eléctrica como se indica en la figura 2.16 [18]

2.4.2.3.3 Indoor PLC

Este tramo está ubicado desde el contador de energía hasta los enchufes como se indica en la figura 2.35. Para transmitir la información utiliza el cableado eléctrico del hogar.

Los tramos Indoor y Outdoor se conectan mediante un dispositivo repetidor PLC. [18]

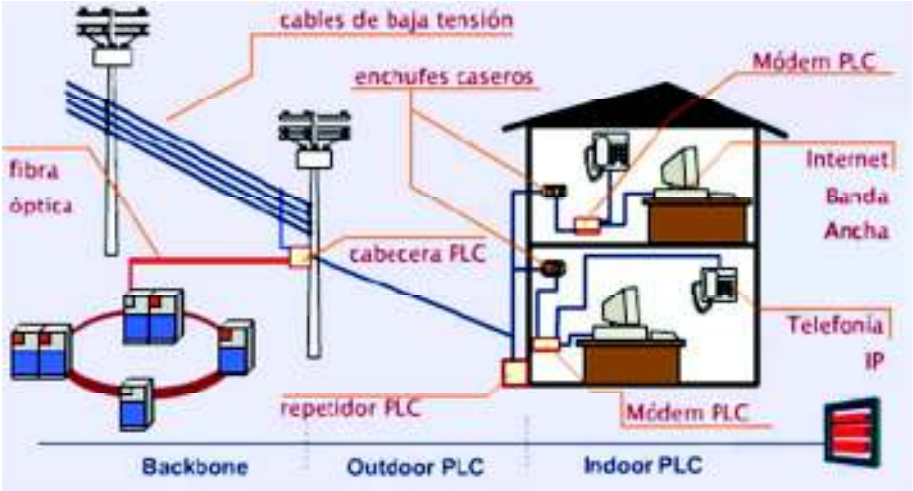

Figura 2.35: Esquema de arquitectura de la red PLC

Fuente: http://www.monografias.com/trabajos102/plc-power-line-communication-iv/plc-power-line-communication-iv.shtml

2.4.2.4 Tipos de Modulación

Debido a que su señal varía (entre 1.6 y 40 MHz) y no tiene un estándar establecido, se han generado diferentes sistemas, de los cuales se van a destacar tres tipos de modulación: DSSSM, OFDM y GMSK. [19]

2.4.2.4.1 DSSSM (Direct Sequence Spread Spectrum Modulation)

El espectro ensanchado por secuencia directa (DSSSM), puede operar con baja densidad de potencia espectral (PSD). [19]

2.4.2.4.2 OFDM (Orthogonal Frequency Division Multiplex)

La Multiplexación por división de frecuencias ortogonales (OFDM), usa un gran número de portadoras con anchos de banda muy estrechos (p. e. Codengy y DS2). [19]

2.4.2.4.3 GMSK (Gaussian Minimum Shift Keying)

La Modulación por desplazamiento Gaussiano mínimo (GMSK), es una forma especial de modulación en banda estrecha (p. e. Ascom). [19]

2.4.2.5 Tipos de Tecnología

2.4.2.5.1 Control PLC

Es una tecnología en la que se utiliza las líneas de energía como líneas de transmisión y se dio a conocer mucho en el mundo de la domótica. La señal modulada de operación está por los 500 Khz. [19]

2.4.2.5.2 Access PLC

Está directamente relacionada con las prestaciones de internet. Se realiza mediante las redes de baja tensión, transmitiéndose la señal en un rango de 1.6 MHz a 40 MHz. [19]

2.4.2.5.3 In-house PLC

Es una tecnología que está encaminada a mejorar la velocidad de su transmisión por las redes eléctricas. [19]

2.4.2.6 Características

- Su señal de modulación varía entre 1.6 MHz y 30 MHz.
- Comúnmente la velocidad de transmisión puede variar entre 14 Mbps a 45 Mbps.
- Su tecnología es en banda ancha
- Aproximadamente se pueden conectar 256 módems usando esta tecnología.

2.4.2.7 Ventajas

- Su instalación es rápida y sencilla.
- La transmisión de datos se realiza con un amplio ancho de banda y de manera bi-direccional.
- Una potencial ventaja es que su transmisión de datos se realiza a través de la red eléctrica existente.
- Debido a que se utiliza líneas eléctricas ya implementadas, el costo por transmisión tiende disminuir.
- Tiene mayor cobertura por el mismo hecho de utilizar las redes eléctricas como medio de transmisión.
- El corte y conexión de energía es de manera remota.

2.4.2.8 Desventajas

- Tiene una rentabilidad baja debido a que en áreas rurales no tendría la difusión esperada; por la poca cantidad de usuarios en estas zonas, en relación a zonas urbanas.
- No tienen estandarizadas sus señales de transmisión/recepción.
- Tienen problemas de interferencia con otros dispositivos y para evitarlos se deberán usar filtros; los cuales elevaría su costo.
- Su área de cobertura depende directamente de la red eléctrica implementada.
- Tienen problemas de incompatibilidad entre sistemas.
- Uso de repetidoras para distancias largas entre el usuario y la subestación. [20], [16]

2.4.3 TECNOLOGÍA ADSL

La Línea de Abonado Digital Asimétrica (Asymmetric Digital Subscriber Line, ADSL) transmite datos en dos direcciones, pero en un sentido mayor velocidad que el otro (asimétrico) como se muestra en la figura 2.36. Normalmente la velocidad de bajada; es decir, hacia el usuario, es de 2 Mbps y la de subida puede llegar a 300 Kbps. [21]

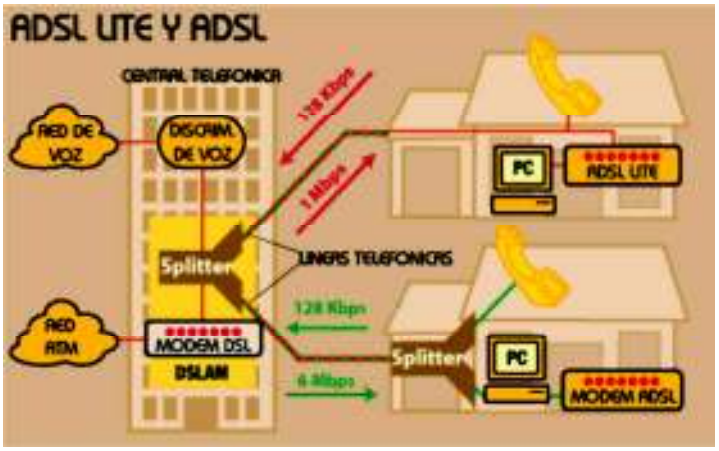

Figura 2.36: Estructura ADSL

Fuente: http://www.abcdatos.com/tutoriales/tutorial/l1861.html

Esta tecnología divide en tres canales a la línea telefónica: voz, subida y bajada de datos. Esta separación de canales permite navegar por internet y al mismo tiempo hablar por teléfono, sin que exista ninguna interrupción. El rango para el canal de voz está entre 300 Hz y 4000Hz, mientras que los canales de subida y bajada de datos oscilan hasta 2.2 MHz, como se indica en la figura 2.37. [22]

Figura 2.37: División en canales de una línea telefónica

Fuente: http://www.zoomdigital.com.br/adsl-como-funciona/

2.4.3.1 Funcionamiento

El modem establece conexión con la central telefónica, luego esta señal es separada en voz y datos por un dispositivo llamado Splitter, en donde a su vez los datos van hacia un equipo DSLAN que administra las conexiones limitando la velocidad de navegación y además une varias líneas ADSL enviando la señal como si fuese una sola a la línea ATM de alta velocidad conectada a internet, como se muestra en la figura 2.38. [22]

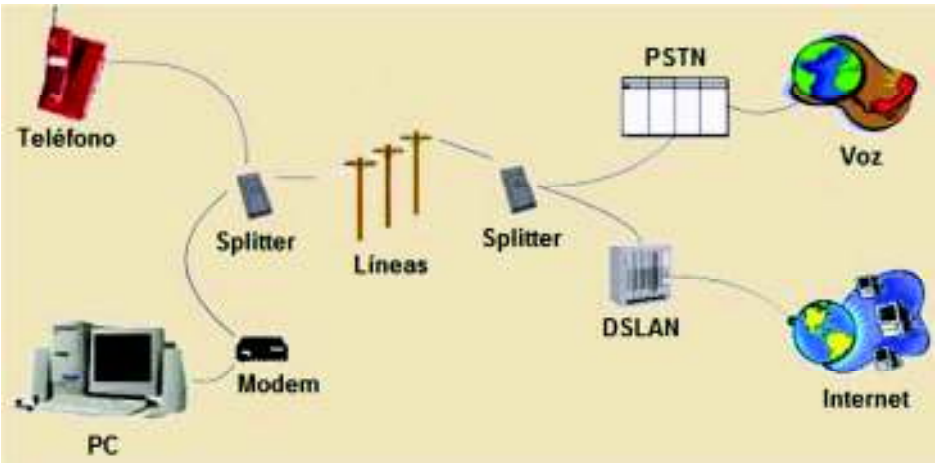

Figura 2.38: Funcionamiento del ADSL

Fuente: http://www.zoomdigital.com.br/adsl-como-funciona/

2.4.3.2 Características

- Transmisión de voz y datos mediante una sola línea de teléfono. [23]
- Simultaneidad entre el servicio telefónico y la transferencia de datos.
- La velocidad de conexión puede variar hasta los 8 Mbps.
- La cobertura es en función del tendido de cable desde la central telefónica hasta el cliente. El límite oscila entre los 3 km.

2.4.3.3 Ventajas

- Conexión permanente.
- Velocidad de conexión alta.
- Apertura para selección en velocidad de envío y recepción de datos.
- Uso de datos y navegación sin interrupciones en el servicio de voz.

2.4.3.4 Desventajas

- Tecnología relativamente costosa para países con pocas o malas infraestructuras.
- El servicio es proporcional al estado de las líneas (interferencias) o a la distancia de la central.

2.5 METODOLOGÍAS DE EVALUACIÓN

Para desarrollar un proyecto sea cual fuese éste, siempre se debe realizar una investigación adecuada, y de esta manera obtener un resultado óptimo y confiable al momento de su desarrollo y etapa final. Es por tal razón la importancia del estudio de varias metodologías para evaluación de proyectos y saber cuál aplicarla, acorde al tipo de proyecto adaptable al mismo.

2.5.1 PROYECTO

Un proyecto nace como la respuesta a una necesidad, afín con la visión de la organización; la cual puede cambiar en función del interés del mismo, y termina cuando se logra el resultado deseado fruto de su investigación. [23]

2.5.2 ETAPAS DE UN PROYECTO

Todo proyecto atraviesa ciertas fases específicas y organizadas para su ejecución y posteriormente el fin de su desarrollo. En la figura 2.39 se muestra el diagrama en bloques de las etapas por las que atraviesa un proyecto.

Figura 2.39: Etapas de un proyecto

Fuente: http://slideplayer.es/slide/1826877/

2.5.2.1 Etapa Idea

Es la etapa en donde se identifican los problemas que serán resueltos mediante el planteamiento de ideas.

2.5.2.2 Etapa de Pre-inversión

Es el inicio para la evaluación y preparación del proyecto, producto de haber tomado la decisión de su ejecución mediante estudios técnico-económicos. Además, es en esta etapa donde se toman las decisiones de la viabilidad o no del proyecto, desechando y escogiendo la mejor alternativa. Esta etapa consta de tres fases: Perfil, Pre-factibilidad y Factibilidad; las cuales se va a detallar en el literal 2.5.3.

2.5.2.3 Etapa de Inversión

Es en donde se da forma al proyecto seleccionado en la etapa de pre-inversión. Para llevar a cabo esto, se toma en cuenta 2 fases: diseño y ejecución.

2.5.2.3.1 Diseño

En esta fase se realiza el planteamiento del proyecto, tomando en cuenta los factores económicos (presupuesto), las especificaciones técnicas, el personal de operación, equipos a utilizar, entre otros requerimientos.

2.5.2.3.2 Ejecución

Es la fase en donde se realiza la implementación física del proyecto, cumpliendo con los parámetros y requerimientos que calificaron como viable al proyecto.

2.5.2.4 Etapa de Operación

En esta etapa comienza el funcionamiento del producto, bien o servicio que inicialmente fue planteado, cumpliendo con los objetivos y resolviendo los problemas especificados en la etapa idea.

En la figura 2.40 se muestra un diagrama en bloques para la toma de decisiones.

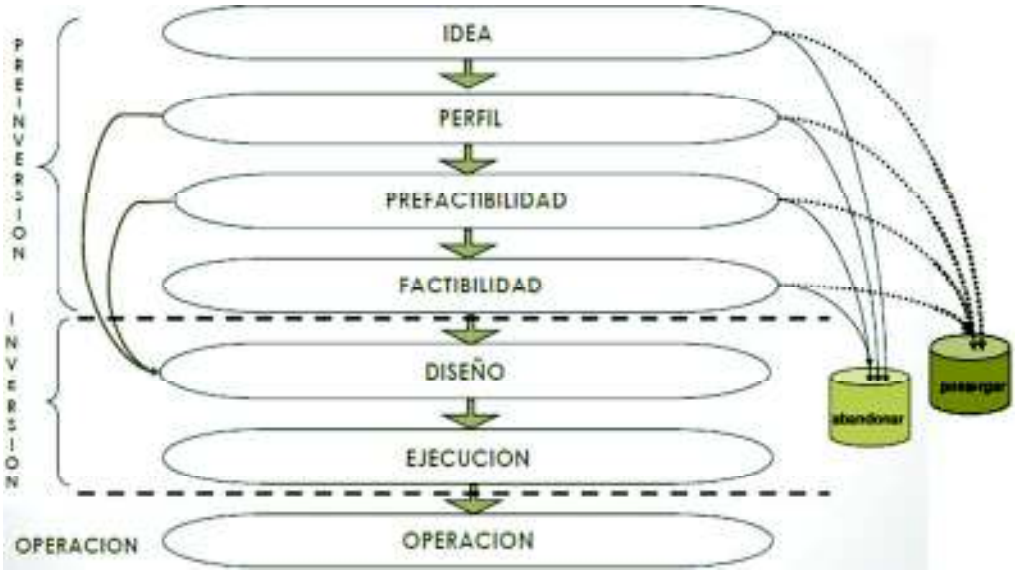

Figura 2.40: Esquema para la toma de decisiones

Fuente:

http://www.munitel.cl/eventos/SEMINARIOS/html/DOCUMENTOS/2012/CURSO_DE_PREPARACION_Y_EVALUACION_DE_INICIATIVAS_DE_INVERSION_CON_RECURSOS_PUBLICOS/PPT07.pdf

2.5.3 METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS

Como se mencionó en la etapa de pre-inversión, el estudio del proyecto es una de las fases importantes para saber qué decisión tomar o que alternativa llevar acabo en el desarrollo de un proyecto.

2.5.3.1 Evaluación de Proyectos

La evaluación de un proyecto consiste en identificar, analizar, cuantificar, valorar y comparar los costos beneficios del mismo, en un tiempo determinado; con el fin de evaluar su viabilidad.

La metodología para evaluar cualquier proyecto (etapa de pre-inversión) consta de tres fases: Perfil, Pre-factibilidad y Factibilidad.

2.5.3.1.1 Perfil

En esta fase se investiga de entre varias alternativas, tomando en cuenta la experiencia y juicio propio del investigador y se selecciona la más factible.
Normalmente el encargado del proyecto procede de la siguiente manera:

- Se desechan las alternativas que no son factibles.[24]
- Se selecciona las alternativas que puedan ser factibles y permita pasar a la siguiente fase. [24]
- Se selecciona la mejor alternativa que sea técnica y económicamente mejor y pasar a la etapa de inversión del proyecto. [24]

2.5.3.1.2 Pre-factibilidad

Es la fase posterior a la de perfil en donde se profundiza y realiza una evaluación más profunda de las anteriores alternativas seleccionadas en base a información de fuentes secundarias, para tener ya una base de los costos operativos, variables técnicas e ingresos que necesitará el proyecto. [25]

2.5.3.1.3 Factibilidad

Esta fase es considerada una de las más importantes ya que es aquí donde se realiza un estudio más a fondo del proyecto, que a diferencia de las anteriores, la información manejada aquí es directamente de fuentes primarias; con el fin de llegar a la concepción, evaluación y aprobación de las inversiones del proyecto en estudio.

Como consecuencia de esta fase de estudio, se sugiere los siguientes puntos:

- Seguir a la etapa de diseño que se encuentra especificada en la fase de inversión del proyecto. [24]

- Esperar por si se adopta alguna decisión por parte de la autoridad a cargo. [24]

En el estudio de factibilidad del proyecto, se sugiere al menos la realización de tres estudios de viabilidad; tales como: Estudio de Mercado, Estudio Técnico, Estudio Económico-Financiero. [25]

Cabe acotar que el desarrollo de este proyecto va ir enfocado directamente al Estudio técnico; el cual se va a detallar más adelante; sin embargo, se realizará una breve descripción del estudio de Mercado y el Económico-Financiero.

En la figura 2.41 se indica la estructura generalizada para la evaluación de proyectos.

Figura 2.41: Estructura general para evaluación de proyectos

Fuente: https://ianemartinez.files.wordpress.com/2012/09/evaluacion-de-proyectos-gabriel-baca-urbina-corregido.pdf

2.5.3.2 Estudio de Mercado

Es la identificación, recopilación, análisis y difusión sistemática y objetiva de la información con la finalidad de obtener una cuantificación de la oferta y la demanda,

análisis de los precios y el estudio de la comercialización ante un producto o servicio, como se indica en la figura 2.42. [26], [27]

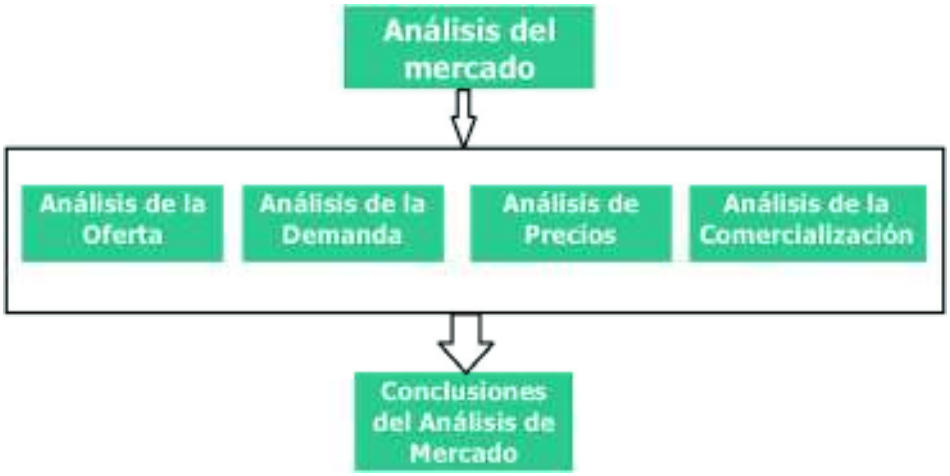

Figura 2.42: Desglose del estudio de mercado

Fuente: https://es.slideshare.net/kmiraldaunah/ejemplo-power-point-estudio-de-mercado

Mediante el desarrollo de este estudio se puede evaluar la posibilidad de incluir o no el producto en el mercado, a través del análisis de riesgo que queda a criterio del investigador.

2.5.3.2.1 Características

A continuación se muestra algunas particularidades que son consecuencia de este tipo de estudio:

- Define cliente potenciales para el proyecto. [26]
- Determina la tendencia de la demanda. [26]
- Establece la competencia actual y potencial. [26]
- Fija la tendencia de la demanda. [26]
- Determina la tendencia de la oferta. [26]
- Define las principales estrategias comerciales. [26]
- Determina la viabilidad del mercado para el proyecto de inversión. [26]

2.5.3.3 Estudio Técnico

El estudio técnico reúne información que le permita analizar y cuantificar las alternativas generadas en la fase de pre-factibilidad y escoger la más óptima y rentable que cumpla con los requerimientos técnicos y de producción del proyecto.

El análisis de estas alternativas implica el estudio fundamentalmente de tres componentes interdependientes: el tamaño, la localización y la tecnología. Sin embargo para obtener un estudio más óptimo y no sobredimensionar las alternativas seleccionadas o atribuir beneficios inexistentes a los proyectos, se realiza un previo estudio de optimización; lo cuales presentan los siguientes contenidos: [30]

- *Situación base optimizada.* [30]
- *Tamaño.* [30]
- *Localización.* [30]
- *Tecnología.* [30]
- *Participación de la comunidad.* [30]
- *Medio ambiente.* [30]

De los tópicos anteriormente descritos, se va a dar énfasis en la Localización del Proyecto debido a la importancia del mismo; sin embargo se realizará una breve descripción de los otros puntos.

2.5.3.4 Situación base optimizada

Su finalidad es la de optimizar un proyecto (si es posible) sin la necesidad de realizar su implementación mediante pequeñas mejoras y evitando de esta manera costos innecesarios de inversión a través de cambios de tipo marginal. Como consecuencia de ello se consideran las siguientes acciones:

- *Inversiones menores.* [30]

- *Medidas de gestión.* [30]
- *Reformas institucionales.* [30]
- *Redistribución de personal.* [30]
- *Contratación de personal adicional.* [30]
- *Aumento de horarios de servicio.* [30]
- *Reasignación de población.* [30]
- *Cambios en el uso de la infraestructura.* [30]
- *Readecuación de recintos.* [30]
- *Redistribución de equipos.* [30]
- *Reparaciones menores de infraestructura.* [30]
- *Reparación de equipos.* [30]
- *Educación a usuarios.* [30]
- *Capacitación de personal.* [30]
- *Informatización.* [30]
- *Cooperación ciudadana o del sector privado.* [30]

2.5.3.5 Tamaño

Es la capacidad instalada que tiene el proyecto; es decir el máximo de unidades por unidad de tiempo, cuyo objetivo es dimensionar correctamente su producción y uso en todo su periodo de funcionamiento.

El tamaño de un proyecto de mide en función de la cantidad de producción por unidad de tiempo, como se indica en la figura 2.43.

UNIDADES DE MEDIDA DEL TAMAÑO EN VARIOS PROYECTOS	
Proyecto	**Unidad de medida**
Acueducto, alcantarillado, riego	Metros cúbicos por año, litros por segundo
Electricidad	Kilovatios, Kilovatios-hora
Transporte público	N° de pasajeros por día o por año
Aseo	N° de toneladas por día o por año
Mercado	Volumen anual de ventas
Matadero	N° de cabezas por día o por año

Figura 2.43: Unidades de medida en diferentes proyectos.

Fuente: Elaboración propia en base a

http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/5608/S056394_es.pdf

Para decidir el tamaño adecuado y correcto de un proyecto se puede considerar los siguientes factores:

- *Población afectada y demanda insatisfecha (déficit)* [30]
- *Financiamiento.* [30]
- *Economías de escala.* [30]
- *Tecnología.* [30]
- *Localización.* [30]
- *Disponibilidad de insumos.* [30]
- *Estacionalidades y fluctuaciones.* [30]
- *Valoración del riesgo.* [30]

2.5.3.6 Localización

La localización de un proyecto ayuda a escoger a aquella que posea una alta rentabilidad entre varias alternativas y de esta forma que genere un beneficio tanto para los usuarios como para la comunidad.

De manera generalizada existen factores determinantes que van a servir de guía en el proceso de selección para obtener una localización óptima del proyecto. El orden y

preponderancia que se da a cada factor queda a criterio del desarrollador del proyecto.

Los factores a tomar en cuenta son los siguientes:

- *Ubicación de la población objetivo.* [30]
- *Localización de materias primas e insumos.* [30]
- *Existencia de vías de comunicación y de medios de transporte.* [30]
- *Facilidades de infraestructura y de servicios públicos (energía, agua, alcantarillado, teléfono, etc.).* [30]
- *Condiciones topográficas y calidad de suelos.* [30]
- *Condiciones climáticas, ambientales y de salubridad.* [30]
- *Control ecológico.* [30]
- *Planes reguladores municipales y de ordenamiento urbano.* [30]
- *Tendencias espaciales de desarrollo del municipio.* [30]
- *Precio de la tierra.* [30]
- *Sistema de circulación y tránsito urbano.* [30]
- *Políticas, planes o necesidades de desconcentración.* [30]
- *Políticas explícitas de desarrollo local.* [30]
- *Políticas sobre distribución urbano-rural de la inversión pública municipal.* [30]
- *Financiamiento.* [30]
- *Intereses y presiones político-comunales.* [30]
- *Protección y conservación del patrimonio histórico cultural.* [30]
- *Tamaño.* [30]
- *Tecnología.* [30]

En este punto cabe mencionar que el estudio de la Localización del Proyecto es en donde se va a focalizar el desarrollo de este documento. Por tal motivo se va profundizar su estudio, con la finalidad de escoger el mejor Método de Evaluación Técnica-Económica.

2.5.3.7 Métodos de Localización para Proyectos

Con la finalidad de maximizar la rentabilidad de un proyecto se han investigado varios métodos de localización de acuerdo a las características que requieran cada proyecto en estudio mediante criterios económicos, estratégicos, e institucionales.

Los métodos de localización se dividen en tres clases: Técnicas Subjetivas, Técnicas Cualitativas, Técnicas Cuantitativas y Técnicas Cualitativas-Cuantitativas.

2.5.3.7.1 Técnicas Subjetivas

Para el desarrollo de esta técnica se toma en cuenta factores únicamente cualitativos. La técnica subjetiva se enfoca básicamente en tres criterios importantes; los cuales forman parte del Método de Evaluación por Factores no Cuantificables y son los siguientes:

- **Antecedentes Industriales:** Cuando la planta se instalará en un área industrial.
- **Factores Preferenciales:** En este punto las selecciones o decisiones incurren de manera personal, sin necesidad de realizar un análisis, es lo que describe en sí a la técnica subjetiva.
- **Factores Dominantes:** Debido a la actividad productiva que se desarrolla, la obliga a instalarse en áreas afines a esa actividad; es decir, no da elección a otras alternativas. Un claro ejemplo es la construcción de una hidroeléctrica, cuyo recurso elemental es el agua.

2.5.3.7.2 Técnicas Cuantitativas

En esta técnica trata de recopilar una cantidad considerable de datos para poder realizar su estudio. Entre los métodos más utilizados se citan los siguientes:

- Método del centro de gravedad.

- Método cuantitativo de Vogel.
- Maximización del valor actual neto.

2.5.3.8 Método del centro de gravedad

También conocido como Método del Centro Ponderado, es una técnica de localización cuantitativa que considera instalaciones existentes, distancias de separación y volúmenes de artículos a despachar. [31]

Para su desarrollo se utiliza el principio de centro de masa mediante un sistema de coordenadas; en el cual se indica la ubicación de varias instalaciones tomando previamente un factor determinante (por ejemplo materia prima, cercanías de mercado, etc [32]), para obtener de esta manera distancias relativas entre instalaciones tomando como referencia un punto de origen. Un ejemplo de esto se muestra en la figura 2.44.

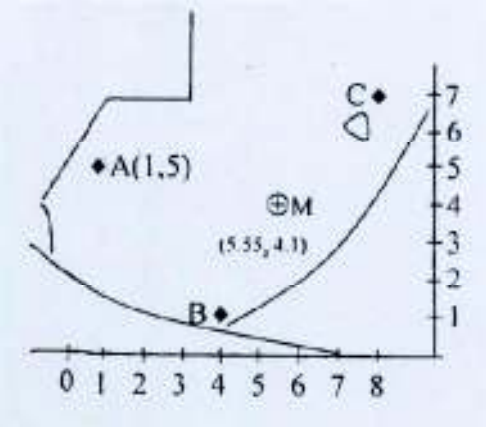

Figura 2.44: Ubicación de instalaciones en un sistema de coordenadas.

Fuente: http://www.fsalazar.bizland.com/doc/UVG-ECONOMiA-05.doc

Una vez realizado esto, finalmente se procede a encontrar las coordenadas óptimas de la nueva localización, calculando el centro de gravedad mediante las ecuaciones 2.1 y 2.2: [33]

$$C_x = \frac{\sum_{i=1}^{n} d_{ix} \cdot V_i}{\sum_{i=1}^{n} V_i} \tag{2.1}$$

$$C_y = \frac{\sum_{i=1}^{n} d_{iy} \cdot V_i}{\sum_{i=1}^{n} V_i} \tag{2.2}$$

En donde:

C_x: es la coordenada de la nueva instalación en X.
C_y: es la coordenada de la nueva instalación en Y.
d_{ix}: es la distancia de la ubicación *i* en términos de la coordenada X.
d_{iy}: es la distancia de la ubicación *i* en términos de la coordenada Y.
V_i: es el aporte de la ubicación *i.*

2.5.3.9 Método cuantitativo de Vogel

También conocido Método del transporte. Consiste en cuantificar la cantidad de la demanda que se aprovecha desde cada instalación reduciendo el costo total de producción y distribución; es decir, poniendo a prueba de impacto las diferentes ubicaciones escogidas. [34]

Para su desarrollo se utiliza una matriz oferta-demanda o también llamada matriz origen-destino en donde se ubicarán todos los datos y se escogerá el lugar donde genere menor costo de transporte (materia prima y producto terminado). [27]

En la figura 2.45 se muestra en un ejemplo la matriz oferta-demanda; en la cual se indica los sitios de partida A, B, C de donde se abastecerá la demanda hasta los sitios W, X, Y, Z. las intersecciones representan el costo de transportar una unidad de un sitio a otro. En la derecha y en la base se encuentran las cantidades máximas de oferta y demanda de cada localidad respectivamente y sus respectivos resultados. [27]

		Demanda				
		W	X	Y	Z	
Oferta	A	3	5	12	7	17
	B	4	6	13	8	21
	C	5	10	9	4	15
		10	16	8	19	53 / 53

Figura 2.45: Matriz oferta-demanda aplicada a un ejemplo.

Fuente: https://ianemartinez.files.wordpress.com/2012/09/evaluacion-de-proyectos-gabriel-baca-urbina-corregido.pdf

2.5.3.10 Maximización del valor actual neto

Es la mejor opción de localización desde un punto de vista económico, maximizando el VAN de los flujos de caja asociados con cada opción de ubicación de negocio. Además, se puede incluir la combinación de los anteriores métodos obteniendo la valoración respectiva de cada una mediante el VAN de los flujos de caja y finalmente integrarlos en la valoración y así obtener el resultado económico. Este nuevo resultado muestra aspectos subjetivos como cuantitativos en base al valor actual de costos. [28]

2.5.3.11 Técnicas Cualitativas

Esta técnica le da consideración a cualidades como por ejemplo la comodidad o la atención al cliente; es decir, le da importancia a deseos subjetivos. [31]

A continuación se citan los métodos más destacados usando técnicas cualitativas:

- Método Delfi.
- Distribución de planta (layout).
- Método de Cribado.

2.5.3.12 Método Delfi

Es un método cualitativo en base a una técnica de comunicación estructurada, desarrollada por un equipo coordinador, vaticinador y estratégico, que busca resolver situaciones más complejas de ubicación y distribución de planta. [35], [36]

Consta de las siguientes fases:

- ***Fase 1:*** *formulación del problema.* [37]
- ***Fase 2:*** *elección de expertos.* [37]
- ***Fase 3:*** *Elaboración y lanzamiento de los cuestionarios.* [37]
- ***Fase 4:*** *desarrollo práctico y explotación de resultados.* [37]

Para desarrollar el método Delfi se recomienda seguir los siguientes pasos:

1) **Formar dos grupos Delfi**: El primero va a prever las tendencias sociales y físicas que involucren el proyecto, mientras que el otro grupo se encarga de identificar las metas y prioridades estratégicas del proyecto. [31]

2) **Identificar amenazas y oportunidades**: El segundo equipo debe pedir que identifique las tendencias, oportunidades de mercado y amenazas que puede generarse en el proyecto al primero. [31]

3) **Determinar las direcciones y las metas estratégicas de la organización:** El segundo grupo debe utilizar las conclusiones de la investigación del primer grupo. [31]

4) **Desarrollar alternativas**: Se debe prestar atención al desarrollo de nuevas alternativas. [31]

5) **Jerarquizar las alternativas:** Las nuevas alternativas se las debe dar al grupo dos para realizar juicios subjetivos de valor. [31]

2.5.3.13 Distribución de planta (Layout)

Es la disposición que se tiene de equipo, personas, materiales y espacios comunes dentro de una instalación productiva existente o bajo estudio, garantizando fluidez mediante el sistema productivo. [38]

Cuando se va a realizar un Layout, se debe tomar en cuenta los siguientes puntos:

- Conocer las dimensiones de cada área.
- Conocer las actividades del proceso.
- Saber el método de transporte interno.
- Conocer la rotación de los productos.
- La clase de unidades de carga.

2.5.3.14 Método de Cribado

Este método consiste en verificar la factibilidad de un proyecto definiendo su mayor relevancia. Usualmente de utiliza mapas para cada factor a considerar de acuerdo al criterio del desarrollador y se va sombreando las zonas que poseen inconvenientes para finalmente prestar atención en los lugares apropiados.

2.5.3.15 Técnicas Cualitativas-Cuantitativas

Para la elaboración de estos métodos se utiliza el análisis de decisión multicriterio; es decir, se consideran problemas en los cuales tienen objetivos y alternativas múltiples, utilizando justamente información del tipo cuantitativo cualitativo y de esta manera identificar la o las mejores soluciones.

Entre los métodos más importantes se destacan los siguientes:

- Método Electra.
- Método del Scoring.
- Método de Brown y Gibson.

2.5.3.16 Método ELECTRE

Es un método de análisis multicriterio discreto que indica el grado de dominancia de una alternativa respecto a otra. Este método trabaja con la alternativa ya seleccionada y considerada eficiente y luego reduce su tamaño para luego asignar ponderaciones a los criterios escogidos y compararlas.

Existen versiones del método ELECTRE, pero se va describir el método ELECTRE I; el cual utiliza “criterios verdaderos”.

En base a los criterios del investigador, sus preferencias y la calidad de la información que posea, generan dos alternativas; en donde la alternativa A es superior o al menos igual a la alternativa B.

El objetivo consiste en obtener un subconjunto, kernel o núcleo N de alternativas de tal forma que cualquier alternativa que no pertenezca al conjunto N es superada por al menos otra alternativa de N. El método ELECTRE I busca obtener una partición del conjunto de alternativas A, que es un conjunto finito y contiene todas las alternativas factibles consideradas, en dos subconjuntos $\mathcal{N}$ y $\mathcal{N}$, tales que: [39]

- *Cada alternativa de $\mathcal{N}$ es superada por al menos una alternativa de N.* [39]
- *Las alternativas de $\mathcal{N}$ son incomparables entre sí.* [39]
- $\mathcal{N} \cap \mathcal{N}$ *es el conjunto vacío.* [39]
- $\mathcal{N} \cup \mathcal{N}$ *es el conjunto A.* [39]

El método ELECTRE evalúa la matriz de decisión mostrada en la figura 2.46 que se refiere a m alternativas Ai, i=1,2,…, las cuales son evaluadas según n criterios Cj,=1,2,…,, asociando un peso wj a cada uno de ellos. [39]

	W_1	W_2	...	W_j	...	W_n
	C_1	C_2	...	C_j	...	C_n
A_1	r_{11}	r_{12}		r_{1j}		r_{1n}
A_2	r_{21}	r_{22}		r_{2j}		r_{2n}
⋮						
A_i						
⋮						
A_m	r_{m1}	r_{m2}		r_{mj}		r_{mn}

Figura 2.46: Generalización de una matriz de decisión.

Fuente: http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5619/fichero/PFC+Jaime+Ruiz+Pallar%C3%A9s.pdf+

Con los pesos W y la matriz de decisión se calcula la matriz de índices de concordancia. Estos pesos deben ser números positivos y su suma tiene que dar uno.

Para hallar los índices (i,) de la matriz de concordancia se suman los pesos de acuerdo a cada criterio; en la cual como se describió anteriormente y para este caso la alternativa *i* es mejor o al menos igual que la alternativa *k*. y si existiese un empate, se da la mitad a cada alternativa; es decir, mediante la ecuación 2.3:

$$C(a,b) = \sum_{|j|r_j(a)>r_j(b)} W_j + 0{,}5 \sum_{|j|r_j(a)=r_j(b)} W_j \qquad (2.3)$$

2.5.3.16.1 Cálculo de la matriz de dominancia concordante

Se calcula de manera que cuando un elemento de la matriz de índices de concordancia es mayor que el valor umbral c en la matriz de dominancia concordante se escribe 1, de lo contrario se escribe 0.* [39]

2.5.3.16.2 Cálculo de la matriz de dominancia discordante

Se define de manera análoga a la de dominancia concordante. Cuando un elemento de la matriz de índices de discordancia es menor que el valor umbral d en la matriz de dominancia discordante se escribe 1, de lo contrario se escribe 0.* [39]

2.5.3.16.3 Cálculo de la matriz de dominancia agregada

Se obtiene al multiplicar los elementos homólogos de las matrices de dominancia concordante y discordante. [39]

La interpretación de esta matriz es clara e intuitiva. Así, si el elemento (i,) toma valor un 1, esto significa que la alternativa i-ésima es mejor que la alternativa k-ésima para un número importante. [39]

2.5.3.16.4 Grafo ELECTRE

Es una representación para cada criterio que se obtiene de la matriz agregada. Las alternativas se representan por nodos; en donde si el elemento de la matriz de dominancia agregada es 1 se traza un arco desde el nodo *i* al nodo *k*.

Por ejemplo, en la figura 2.47 el único nodo perteneciente al núcleo es A4, por ende la alternativa 4 sobreclasifica del resto. [39]

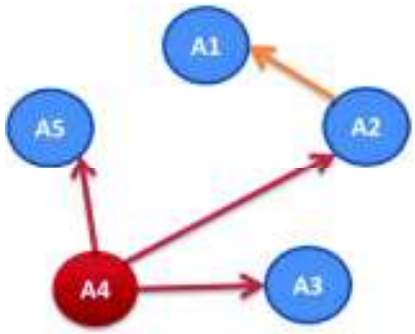

Figura 2.47: Grafo ELECTRE.

Fuente: http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5619/fichero/PFC+Jaime+Ruiz+Pallar%C3%A9s.pdf+

2.5.3.17 Método del Scoring

También conocido como Método de Ponderación Lineal, se encarga de identificar alternativas de manera sencilla con pocos niveles de información, mediante la asignación de valores ponderados de peso relativo en función de la importancia que atribuya el investigador.

Para su desarrollo se sugieren las siguientes etapas:

1) *Identificar la Meta General del Problema.* [40]
2) *Identificar las alternativas.* [40]
3) *Listar los criterios a emplear en la toma de decisión.* [40]
4) *Asignar una ponderación para cada uno de los criterios.* [40]
5) *Establecer en cuanto satisface cada alternativa a nivel de cada uno de los criterios.* [40]
6) *Calcular el Score para cada una de las alternativas.* [40]
   Para su cálculo se utiliza la ecuación 2.4:

$$S_j = \sum_i w_i r_{ij} \tag{2.4}$$

   Donde:
   r_{ij}: es el rating de la Alternativa *j*.
   w_i: es el peso o ponderación para cada criterio *i*.
   S_j: es el score (puntaje) para la alternativa *j*.
7) *La alternativa con el Score más alto representa la alternativa a recomendar.* [40]

2.5.3.18 Método de Brown y Gibson

Es una variación del Método de ponderación; es decir que de la misma manera se dan valores ponderados de peso relativo a las alternativas seleccionadas combinando factores cuantificables con factores subjetivos. [28]

Para el desarrollo de este método se sugieren las siguientes etapas:

1) Asignar un valor relativo a cada factor objetivo *FOi* para cada localización optativa viable. [28]

Para calcular el factor objetivo, se aplica la ecuación 2.5:

$$FO_i = \frac{\frac{1}{C_i}}{\sum_{i=1}^{n} \frac{1}{C_i}} \tag{2.5}$$

Donde:

FO_i: es el factor objetivo de la alternativa *i*.

C_i: es el costo total anual de la alternativa *i*.

2) Estimar un valor relativo de cada factor subjetivo *FSi* para cada localización optativa viable. [28]

Para calcular el factor subjetivo, se aplica la ecuación 2.6:

$$FS_i = \sum_{j=1}^{n} R_{ij} W_j \tag{2.6}$$

Donde:

FS_i: es el factor subjetivo para cada criterio *i*.

W_j: es el peso o ponderación para cada criterio *i*.

R_{ij}: es la ordenación jerárquica *ij*.

3) Combinar los factores objetivos y subjetivos, asignándoles una ponderación relativa para obtener una medida de preferencia de localización *MPL*. [28]

Para calcular medida de preferencia de localización, se aplica la ecuación 2.7:

$$MPL_i = K(FO_i) + (1 - K)(FS_i) \tag{2.7}$$

Donde:

MPL_i: es la medida de preferencia de localización para cada criterio *i*.

FO_i: es el factor objetivo de la alternativa *i*.

FS_i: es el factor subjetivo para cada criterio *i*.

K: es una ponderación a criterio.

4) Seleccionar la ubicación que tenga la máxima medida de preferencia de localización.

2.5.3.19 Tecnología

Se puede definir a la tecnología como el conjunto de técnicas que se utilizan para trasformar la materia prima en el producto final. En la figura 2.48, se pueden apreciar ejemplos del estado inicial y final para diferentes proyectos.

ESTADOS INICIAL Y FINAL EN VARIOS TIPOS DE PROCESOS		
Proyecto	**Estado Inicial (Insumo)**	**Estado Final (Producto)**
Acueducto	Agua en fuente	Agua potable en domicilio
Matadero	Res en pié	Res sacrificada y beneficiada
Transporte	Pasajero en origen	Pasajero en destino
Escuela	Niño sin conocimientos ni formación	Niño con conocimientos y formación
Salud	Paciente (enfermo)	Persona tratada o curada
Aseo	Basura en calles y domicilios	Basura en disposición final

Figura 2.48: Unidades de medida en diferentes proyectos.

Fuente: Elaboración propia en base a CEPAL

2.5.3.20 Participación de la comunidad

Cuando se realiza un proyecto, es importante involucrar a la gente que resulte directamente beneficiada para tener una óptica y perspectiva diferente a los aspectos técnicos. Sin embargo esta participación es más factible en proyectos pequeños. [8]

2.5.3.21 Medio ambiente

Los factores anteriormente descritos se puede decir que son una consecuencia de conservar y evitar impactos ambientales, para ello se siguen normas establecidas en cada caso aplicativo.

2.5.3.22 Estudio Económico

Una vez que se ha realizado el estudio técnico del proyecto, prosigue el estudio económico; en donde se normaliza y ordena toda la información del estudio anterior y se da un carácter monetario, determinando la inversión inicial (depreciación, amortización y capital de trabajo) y los costos totales. [28]

En la figura 2.49, se muestra la estructura del estudio económico; la cual se divide en los siguientes bloques:

Figura 2.49: Estructura del Estudio Económico

Fuente: https://es.slideshare.net/Yeanette/estudio-economico-2315441

- **Ingresos:** es la relación directa que existe entre la cantidad de venta de un bien y el valor de cada uno de ellos. [29]
- **Costos:** es el valor que se obtiene al consumir un bien. [29]
- **Costos de Producción:** es el valor de los bienes que se obtuvieron como resultado del estudio técnico. [29]
- **Costos de Administración:** es valor por el cual la empresa funciona desde el punto de vista administrativo. [29]
- **Costos de Ventas:** es valor que toma para el desenvolvimiento de la empresa (publicidad, nuevos productos, nuevos mercados, etc.) [29]
- **Costos Financieros:** son valores generados por préstamos. [29]
- **Inversión Total Fija y Diferida:** es la adquisición de activos (fijos y diferidos) para que la empresa función; tales como: Edificios, terrenos, maquinaria, etc. [29]

- **Depreciación y Amortización:** es la recuperación de la inversión al haber adquirido un activo. [29]
- **Capital de trabajo:** es la diferencia entre el activo circulante y el pasivo circulante. [29]
- **Costo de capital:** es una tasa que necesita la empresa en sus inversiones para que su valor en el mercado no varíe. [29]

CAPÍTULO 3

PROPUESTA DE UNA METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DE UN PROYECTO DE TELEMEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En el presente capítulo se va a realizar el análisis de una metodología que cumpla las condiciones requeridas en el proyecto de telemedición propuesto, tomando en cuenta variables técnicas así como económicas.

En el Capítulo 2 se realizó una exhaustiva investigación de varios métodos utilizados para proyectos técnicos; en los cuales realizando un recuento, se puede apreciar que el desarrollo más importante de un proyecto se enfoca en la etapa de Pre-inversión, ya que justamente aquí es donde se toma la decisión de la ejecución del proyecto mediante estudios técnicos; es decir, se toma la decisión de la viabilidad o no del proyecto.

La etapa de pre-inversión a su vez se subdivide en tres fases: Perfil, Pre-factibilidad y Factibilidad. En la fase Perfil, se investiga alternativas tomando como base la experiencia o el juicio propio del investigador. La fase de Pre-factibilidad profundiza las alternativas anteriores en base a fuentes secundarias para tener una base de los costos operativos, variables técnicas e ingresos para el proyecto. La fase de Factibilidad es considerada la más importante, debido a que se realiza un estudio más profundo del proyecto, es decir, en esta fase se manejan fuentes primarias con el fin de llegar a la concepción, evaluación y aprobación de las inversiones del proyecto en estudio. En el desarrollo de la fase de Factibilidad, se sugiere al menos la realización de tres estudios; de los cuales se tomará en cuenta el estudio técnico.

El Estudio Técnico es en donde se va a enfocar este estudio ya que es aquí donde se reúne la información necesaria para analizar y cuantificar las alternativas generadas en la fase de pre-factibilidad y escoger la más óptima. El análisis de estas

alternativas implica el estudio fundamentalmente de tres componentes interdependientes: el tamaño, la localización y la tecnología, pero de estos componentes se escoge la Localización del Proyecto.

Finalmente, en la Localización del Proyecto se han investigado varios métodos clasificados en función de tres técnicas como son: la subjetiva, cualitativa y cuali-cuantitativa, con la finalidad de maximizar la rentabilidad del proyecto y su posterior análisis.

3.1 SELECCIÓN DE LA METODOLOGÍA

Para seleccionar la metodología más acorde al proyecto se toma dos aspectos, en primer lugar se procede a seleccionar la técnica a usar, para luego finalmente escoger el método más adecuado y óptimo para el presente estudio.

Como punto de partida, se procede a escoger la técnica cuali-cuantitativa, debido a que utiliza el análisis de decisión multicriterio; es decir, se consideran problemas en los cuales tienen objetivos y alternativas múltiples.

Luego de haber seleccionado la técnica a usar, se procede a evaluar un método que se ajuste a los requerimientos del proyecto que en este caso es el Método del Scoring, debido a que es un método por el cual se pueden identificar alternativas de manera sencilla y óptima con pocos niveles de información asignando valores ponderados de peso relativo que queda a criterio del desarrollador.

Por tal motivo se va a tomar en cuenta los pasos que fueron descritos en el Capítulo 2 para el desarrollo del Método Scoring.

3.2 ETAPAS DE LA METODOLOGÍA

Para aplicar la metodología seleccionada a los proyectos, hay que seguir los siguientes pasos:

1) **Identificar las alternativas:** en este paso se considera los proyectos que se van analizar, para posteriormente ser calificados y escoger la mejor opción; es decir la que tenga la mejor puntuación.

2) **Listar criterios:** aquí se consideran las variables que se van utilizar, por cada proyecto previamente seleccionado. Estas pueden ser por ejemplo, variables técnicas, variables económicas, variables ambientales, variables sociales, etc.

3) **Asignar ponderaciones:** se pondera a cada una de las variables de acuerdo a su grado de importancia o peso.

   Se puede asignar cualquier valor, pero en este análisis se considerará la ponderación mostrada en la tabla 3.1.

Tabla 3.1: Escala de ponderaciones de acuerdo al factor de importancia.

Fuente: Elaboración propia en base a http://finanzascarbono.org/comunidad/mod/file/download.php?file_guid=453412

PONDERACIÓN	EQUIVALENCIA
1	Muy poco importante
2	Poco importante
3	Importancia media
4	Bastante importante
5	Muy importante

   Estas ponderaciones se las da en base al criterio técnico del investigador a cargo del proyecto.

4) **Calificar los criterios:** una vez que se hayan asignado las ponderaciones a cada variable, se califica cada una de ellas en base a un nivel que satisface cada alternativa o proyecto seleccionado inicialmente.

En la tabla 3.2 se indica el rating que satisface a las alternativas a utilizar.

Tabla 3.2: Rating de satisfacción.

Fuente: Elaboración propia en base a http://unisistemasoptimo.blogspot.com/2012/05/ponderacion-lineal-scoring.html

VALOR	NIVEL DE SATISFACCIÓN
1	Extra bajo
2	Muy bajo
3	Bajo
4	Poco bajo
5	Medio
6	Poco alto
7	Medio alto
8	Alto
9	Muy alto
10	Extra alto

5) **Calcular puntajes:** se realiza el cálculo de las variables correspondientes a cada alternativa, multiplicando las ponderaciones por la calificación que se asignó respecto a cada alternativa; es decir, aplicando la ecuación 2.4 dada por:

$$S_j = \sum_i w_i r_{ij}$$

6) **Sumar puntajes:** en este paso se suman los valores de cada puntaje correspondientes a cada alternativa.

7) **Escoger alternativa:** una vez sumado los puntajes totales de cada alternativa, se escoge aquella que tenga el mayor puntaje.

En la figura 3.1 se muestra el diagrama de bloques de la metodología a ser aplicada.

Figura 3.1: Diagrama de bloques usando el Método Scoring.

Fuente: Elaboración propia.

3.3 EJEMPLO DE LA METODOLOGÍA

A continuación se detalla en un ejemplo de cálculo de la metodología.

Un graduado de la facultad de ingeniería eléctrica ha recibido las siguientes ofertas de empleo:

Opción A: ingeniero proyectista en Quito.

Opción B: fiscalizador y supervisor de proyectos en Santo Domingo de los Tsáchilas.

Opción C: jefe en operación y mantenimiento eléctrico en el centro sur del país.

El recién graduado maneja múltiples criterios para tomar una decisión al respecto, entre los cuales se destaca los siguientes: el cargo de jefe en operación y mantenimiento es la mejor oportunidad para su avance profesional a largo plazo, pero prefiere vivir en Quito; sin embargo considera que el cargo en Santo Domingo de los Tsáchilas presenta el mejor estilo y filosofía en su especialización.

Por tanto, de acuerdo a esto se consideran los siguientes criterios:

- Avance de la carrera profesional.
- Localización.
- Estilo y filosofía profesional.
- Remuneración.
- Prestigio.
- Seguridad en el empleo.
- Calidad en el trabajo.

En base a la escala mostrada en la tabla 3.1, se asigna ponderaciones a los criterios mencionados, como se indica en la tabla 3.3

Tabla 3.3: Ponderación de criterios.

Fuente: Elaboración propia.

CRITERIOS	PONDERACIÓN (w_i)
Avance de la carrera profesional	5
Localización	3
Estilo y filosofía profesional	4
Remuneración	3
Prestigio	2
Seguridad en el empleo	4
Calidad en el trabajo	5

Una vez establecidas estas ponderaciones, se procede a dar el puntaje para cada opción, como se muestra en la tabla 3.4.

Tabla 3.4: Puntajes de acuerdo al rating de satisfacción.

Fuente: Elaboración propia.

CRITERIOS	Ingeniero Proyectista (r_{ij})	Fiscalizador y supervisor (r_{ij})	Jefe en operación y mantenimiento (r_{ij})
Avance de la carrera profesional	8	6	4
Localización	3	8	7
Estilo y filosofía profesional	5	6	9
Remuneración	6	7	5
Prestigio	7	5	4
Seguridad en el empleo	4	7	6
Calidad en el trabajo	8	6	5

Ahora, aplicando la ecuación 2.4, obtenemos los siguientes scores para cada criterio, como se indica en la tabla 3.5.

Tabla 3.5: Score para cada alternativa

Fuente: Elaboración propia.

CRITERIOS	Ingeniero Proyectista (r_{ij})	Fiscalizador y supervisor (r_{ij})	Jefe en operación y mantenimiento (r_{ij})
Avance de la carrera profesional	40	30	20
Localización	9	24	21
Estilo y filosofía profesional	20	24	36
Remuneración	18	21	15
Prestigio	14	10	8
Seguridad en el empleo	16	28	24
Calidad en el trabajo	40	30	25
SCORE (S_j):	**157**	**167**	**149**

Finalmente, como se puede apreciar, la alternativa más recomendada es la que tiene el score más alto; es decir, la de fiscalizador y supervisor de proyectos, con un S_j = 167.

3.4 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA A UN EJEMPLO

Una vez descrito en qué consiste el método scoring y definido cuales son las etapas que se debe seguir, se realizó un ejemplo de cálculo aplicando esta metodología. Sin embargo, se va realizar la aplicación del método scoring a un caso real; para lo cual, se tomarán en cuentan las consideraciones descritas en el literal 3.2.

El ejemplo consiste en hallar que proyecto es el más viable técnica y económicamente; es decir, se plantea 3 proyectos en donde se va a realizar los cálculos de las variables y se las va a dar la puntuación respectiva, en base a una escala de ponderación, para que al final se realice la puntuación total y efectivamente se verifique que el proyecto escogido es el más viable.

3.4.1 IDENTIFICACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO

Para la ejecución del ejemplo aplicativo, se plantea 3 proyectos: la Empresa Eléctrica Quito (EEQ), la Empresa Eléctrica Regional Norte (EMELNORTE) y CNEL EP Unidad de Negocios Guayaquil (CNEL). En el desarrollo de estos tres proyectos pilotos se toma en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se procederá a implementar el proyecto de telemedición para cada una de las empresas mencionadas mediante criterios propios para poder valorarlas con el método propuesto.
- Los datos que se utilizarán está basados en criterios propios para poder cuantificarlos de manera más didáctica.
- Conjuntamente con el punto anterior, se utilizará factores y parámetros en base al Balance de Energía y la tabla de Recaudación y Facturación Mensual del año 2010 elaborado por el ARCONEL; el cual se indica en el ANEXO 1.

En base a lo mencionado, en la tabla 3.6 se presenta un resumen de los datos a utilizar en los tres proyectos.

Tabla 3.6: Datos de la Energía disponible y el total de clientes en el año 2010.

Fuente: Elaboración propia en base a: Boletín Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2010, ARCONEL.

Distribuidora	Energía disponible (GWh/año)	Total de Clientes
EEQ	3.654,18	849.079
EMELNORTE	466,11	195.545
CNEL Guayaquil	4.653,98	567.007

3.4.2 IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES DEL PROYECTO

Para la identificación y orden de las variables que caracterizan al proyecto, se las va a clasificar en dos categorías: variables técnicas y variables económicas.

3.4.2.1 Variables técnicas

3.4.2.1.1 Reducción de hurto de Energía [16]

Esta variable está enfocada a la disminución de los usuarios que utilizan la energía sin que esta sea facturada; es decir, aquellas personas que hurtan energía.

3.4.2.1.2 Recuperación de Energía por conexiones clandestinas [16]

Igualmente se enfoca a las pérdidas no técnicas. La finalidad de esto es la de estimar la cantidad de pérdidas no técnicas en el sistema.

3.4.2.2 Variables económicas

3.4.2.2.1 Ahorro por Refacturaciones [16]

Esta variable hace referencia al ahorro ocasionado por tomas de lectura de consumo manual, que se refleja en reclamos y por ende refacturaciones.

3.4.2.2.2 Ahorro por toma de Lecturas [16]

Es la variable que se refiere al ahorro por el traslado de personal hacia los abonados del servicio eléctrico.

3.4.2.2.3 Ahorro por pago de cortes y reconexiones [16]

Esta variable se enfoca al ahorro por despliegue de personal, ya que al implementar el sistema de Telemedición, esto se hace de manera remota.

3.4.3 PONDERACIÓN DE VARIABLES SELECCIONADAS

Una vez que se han identificado los criterios para el proyecto, se ponderan cada una de ellos; es decir, se va asignar un peso o puntaje de acuerdo al criterio técnico y personal (criterio de expertos) para el desarrollo de este ejemplo aplicativo, en base a la escala de ponderaciones citadas en la tabla 3.1.

En la tabla 3.6 se muestra la asignación de pesos de acuerdo al criterio de expertos.

Tabla 3.7: Asignación de pesos para las variables técnicas y económicas.

Fuente: Elaboración propia.

VARIABLES	PONDERACIÓN (w_i)
Reducción de hurto de Energía	5,00
Recuperación de Energía por conexiones clandestinas	3,00
Ahorro por Refacturaciones	4,00

Ahorro por toma de Lecturas	3,00
Ahorro por pago de cortes y reconexiones	1,00

3.4.4 PUNTUACIÓN DE LAS VARIABLES PARA CADA PROYECTO

A continuación se va a detallar los criterios para dar el puntaje a cada una de ellas.

3.4.4.1 Reducción de hurto de Energía

Este rubro hace referencia a la reducción del hurto de pérdidas no técnicas; el cual normalmente es del 8%. En la tabla 3.8, se indica las pérdidas reales que tiene el sistema para cada una de las empresas distribuidoras, las cuales van a servir de referente para estimar las pérdidas a reducir.

Tabla 3.8: Datos de las Pérdidas de energía de las Distribuidoras en el año 2010.

Fuente: Elaboración propia en base a: Boletín Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2010, ARCONEL.

Distribuidora	Pérdidas del Sistema (GWh/año)	Pérdidas del Sistema (%)	Pérdidas Técnicas del Sistema (GWh/año)	Pérdidas Técnicas del Sistema (%)	Pérdidas No Técnicas del Sistema (GWh/año)	Pérdidas No Técnicas del Sistema (%)
EEQ	289,15	7,91	252,05	6,90	37,10	1,02
EMELNORTE	51,20	10,99	25,41	5,45	25,80	5,54
CNEL Guayaquil	782,23	16,81	409,02	8,79	373,20	8,02

Como se observa, la Empresa Eléctrica Quito tiene el menor porcentaje de pérdidas no técnicas, mientras que la CNEL Guayaquil tiene la mayor cantidad, pero la Empresa Eléctrica del Norte tiene pérdidas aproximadamente intermedias. Por lo tanto, tomando como referencia estos datos y con una base del 8% de pérdidas a nivel general, se estiman los porcentajes de reducción de hurto de energía como se indica en la tabla 3.9.

Tabla 3.9: Datos de las Pérdidas de energía estimadas para el proyecto.

Fuente: Elaboración propia.

Distribuidora	Energía disponible (GWh)	Pérdidas Estimadas Actuales (%)	PNT Estimadas Actuales (kWh/año)	Precio del kWh (USD/kWh)	Estimado de Pérdidas a Reducir (%)	PNT Estimadas (kWh/año)	Costo por PNT anuales (USD)
EEQ	3.654,18	8,00	292.334.400,00	0,12	5,00	182.709.000,00	21.925.080,00
EMELNORTE	466,11	8,00	37.288.800,00	0,12	4,00	18.644.400,00	2.237.328,00
CNEL Guayaquil	4.653,98	8,00	372.318.400,00	0,12	2,00	93.079.600,00	11.169.552,00

Como se puede apreciar en la tabla 3.9, se asume que existe el 8% de pérdidas en cada distribuidora y se pretende reducir al porcentaje indicado; es decir, para la EEQ existe una mejora del 3%, para EMELNORTE una mejora del 4% y para CNEL Guayaquil una mejora del 6%, tomando como referencia la tabla 3.8, en la cual están las pérdidas reales del sistema. Además, adjunto a estos datos están sus respectivos equivalentes tanto en energía y su valor en dólares por año.

Tomando en cuenta esto y el hecho que se asumen pérdidas no técnicas del 8% en los sistemas. Por lo tanto, el puntaje más bajo es para las pérdidas del 8% y para ponderar los otros porcentajes, se realiza una relación inversa entre ellas, tal y como se observa en la tabla 3.10.

Tabla 3.10: Rango de puntajes para la reducción de hurto de Energía.

Fuente: Elaboración propia.

Reducción de hurto de Energía (%)	Puntaje
≥ 8,00	1
4,00 ≤ hE < 8,00	2
2,70 ≤ hE < 4,00	3
2,00 ≤ hE < 2,70	4
1,60 ≤ hE < 2,00	5
1,30 ≤ hE < 1,60	6
1,10 ≤ hE < 1,30	7
1,00 ≤ hE < 1,10	8
0,90 ≤ hE < 1,00	9
≤ 0,80	10

3.4.4.2 Recuperación de Energía por conexiones clandestinas

Este rubro es una consecuencia del anterior; es decir, es la diferencia entre la pérdida existente y la que se estima bajar con cada proyecto. En la tabla 3.11 se indica el porcentaje que se recupera en cada proyecto, así como el valor de energía recuperada y cuantificada en US$ para un año.

Tabla 3.11: Recuperación de Energía, en kWh y en US$.

Fuente: Elaboración propia.

Distribuidora	Energía disponible (GWh)	Precio del kWh (US$/kWh)	Pérdidas Actuales (%)	% Estimado de Pérdidas a Reducir	% Recuperación PNT	Recuperación anual (kWh)	Recuperación anual (US$)
EEQ	3.654,18	0,12	8,00	5,00	3,00	109.625.400,00	13.155.048,00
EMELNORTE	466,11	0,12	8,00	4,00	4,00	18.644.400,00	2.237.328,00
CNEL Guayaquil	4.653,98	0,12	8,00	2,00	6,00	279.238.800,00	33.508.656,00

Como se puede observar, para cuantificar el costo de la energía en un año se aproxima el valor a 0,12 (US$/kWh); el cual se multiplica por el valor de la energía disponible y por el porcentaje de recuperación.

Para la elaboración de la tabla de puntajes de acuerdo a la recuperación de Energía, se toma como la puntación más alta a la Eléctrica de Guayaquil, debido a que es la que recupera mayor energía. De acuerdo a estos valores de energía, se realiza la relación directa entre ellas, y se obtiene los siguientes rangos para su posterior puntuación, como se indica en la tabla 3.12.

Tabla 3.12: Rango de puntajes para la recuperación de Energía.

Fuente: Elaboración propia.

Recuperación de Energía por conexiones clandestinas (GWh/año)	Puntaje
≤ 27,92	1
27,92 < rE ≤ 55,85	2
55,85 < rE ≤ 83,77	3

83,77 < rE ≤ 111,70	4
111,70 < rE ≤ 139,62	5
139,62 < rE ≤ 167,54	6
167,54 < rE ≤ 195,47	7
195,47 < rE ≤ 223,39	8
223,39 < rE ≤ 251,32	9
251,32 < rE ≤ 279,24	10

3.4.4.3 Ahorro por Refacturaciones

Para este rubro primeramente se va a tomar cierto porcentaje de usuarios de cada una de las distribuidoras, en este va a ser del 10%, como se indica en la tabla 3.13.

Tabla 3.13: Cantidad estimada de clientes.

Fuente: Elaboración propia.

Distribuidora	Total de Clientes	% de la muestra	Cantidad de clientes
EEQ	849.079	10,00	84.908
EMELNORTE	195.545	10,00	19.555
CNEL Guayaquil	567.007	10,00	56.701

Una vez estimada la cantidad de clientes, se continúa con el cálculo de los siguientes rubros.

En este caso para el ahorro por refacturaciones, se asume que va a existir un ahorro del 8% de los clientes estimados con un costo unitario de US$ 1,22, como se indica en la tabla 3.14.

Tabla 3.14: Ahorro por refacturaciones expresada en US$/año.

Fuente: Elaboración propia.

Distribuidora	Estimación de clientes	Costo unitario por refacturaciones (US$)	Costo por refacturaciones anual (US$)
EEQ	6.793	1,22	99.444,13
EMELNORTE	1.564	1,22	22.902,23

CNEL Guayaquil	4.536	1,22	66.407,86

Una vez analizado el costo de las refacturaciones, se procede a realizar el rango de los puntajes considerando estos costos y realizando una relación directa, se obtiene los siguientes puntajes indicados en la tabla 3.15

Tabla 3.15: Rango de puntajes de ahorro por refacturaciones.

Fuente: Elaboración propia.

Ahorro por Refacturaciones (miles US$/año)	Puntaje
≤ 9,44	1
9,44 < aR ≤ 19,89	2
19,89 < aR ≤ 29,83	3
29,83 < aR ≤ 39,78	4
39,78 < aR ≤ 49,72	5
49,72 < aR ≤ 59,66	6
59,66 < aR ≤ 69,61	7
69,61 < aR ≤ 79,55	8
79,55 < aR ≤ 89,50	9
89,50 < aR ≤ 99,44	10

Como se puede observar en la tabla 3.14 y 3.15, el puntaje máximo se da a la Empresa Eléctrica Quito, ya que obtiene un mayor ahorro por refacturaciones que las otras dos empresas distribuidoras.

3.4.4.4 Ahorro por toma de Lecturas

Este rubro se calcula tomando en cuenta la cantidad de clientes estimada anteriormente y además, se asume un costo unitario de US$ 0,20; esto debido a la aproximación real de cada distribuidora, como se indica en la tabla 3.16.

Tabla 3.16: Ahorro por toma de lecturas expresada en US$/año.

Fuente: Elaboración propia.

Distribuidora	Cantidad de clientes	Costo unitario por lectura mensual (US$)	Costo de toma de lecturas anual (US$)
EEQ	84.908	0,20	203.778,96
EMELNORTE	19.555	0,20	46.930,80
CNEL Guayaquil	56.701	0,20	136.081,68

Con estos datos del costo por toma de lecturas, se elabora su rango de puntajes, igualmente realizando una relación directa entre sus costos, tomando en cuenta que la distribuidora que más ahora es la Empresa Eléctrica Quito, como se indica en la tabla 3.17.

Tabla 3.17: Rango de puntajes de ahorro por toma de lecturas.

Fuente: Elaboración propia.

Ahorro por toma de Lecturas (miles US$/año)	Puntaje
≤ 20,38	1
20,38 < aL ≤ 40,76	2
40,76 < aL ≤ 61,13	3
61,13 < aL ≤ 81,51	4
81,51 < aL ≤ 101,89	5
101,89 < aL ≤ 122,27	6
122,27 < aL ≤ 142,65	7
142,65 < aL ≤ 163,02	8
163,02 < aL ≤ 183,40	9
183,40 < aL ≤ 203,78	10

3.4.4.5 Ahorro por pago de cortes y reconexiones

Este rubro es otra de las consecuencias directas de implementar un proyecto de Telemedición, ya que en ese caso los cortes y reconexiones se las realiza de manera remota. Tomando igualmente la cantidad estimada de clientes calculada en el ahorro por refacturaciones, se estima ahora un porcentaje de abonados para obtener el beneficio de este rubro, que en este caso de asume del 5%, tal y como se indica en la tabla 3.18.

Tabla 3.18: Ahorro por pago de cortes y reconexiones expresada en USD/año.

Fuente: Elaboración propia.

Distribuidora	Cantidad de clientes	Porcentaje %	Clientes en función del porcentaje	Costo unitario por corte y refacturación (US$)	Costo por refacturaciones anual (US$)
EEQ	84.908	5,00	4.245	2,13	108.512,30
EMELNORTE	19.555	5,00	978	2,13	24.990,65
CNEL Guayaquil	56.701	5,00	2.835	2,13	72.463,49

Igualmente en este rubro se observa que la distribuidora más beneficiada es la Empresa Eléctrica Quito, debido a su cantidad de usuarios. Tomando en cuenta estos datos se procede a elaborar la tabla de rangos por ahorro de este rubro indicada en la tabla 3.19.

Tabla 3.19: Rango de puntajes de ahorro por pago de cortes y reconexiones.

Fuente: Elaboración propia.

Ahorro por pago de cortes y reconexiones (miles US$/año)	Puntaje
≤ 10,85	1
10,85 < CyR ≤ 21,70	2
21,70 < CyR ≤ 32,55	3
32,55 < CyR ≤ 43,40	4
43,40 < CyR ≤ 54,26	5
54,26 < CyR ≤ 65,11	6
65,11 < CyR ≤ 75.96	7
75.96 < CyR ≤ 86,81	8
86,81 < CyR ≤ 97,66	9
97,66 < CyR ≤ 108,51	10

En la tabla 3.20 se puede observar el resumen de las puntuaciones asignadas para cada rubro anteriormente descrito.

Tabla 3.20: Resumen de puntajes asignados a cada variable para cada proyecto.

Fuente: Elaboración propia.

CRITERIOS	Proyecto EEQ	Proyecto EMELNORTE	Proyecto CNEL Guayaquil
Reducción de hurto de Energía	2,00	2,00	5,00
Recuperación de Energía por conexiones clandestinas	4,00	1,00	10,00
Ahorro por Refacturaciones	10,00	3,00	7,00
Ahorro por toma de Lecturas	10,00	3,00	7,00
Ahorro por pago de cortes y reconexiones	10,00	3,00	7,00

3.4.5 CÁLCULO DE PUNTAJES PARA CADA PROYECTO

Mediante el uso de la ecuación 2.4, se realiza el cálculo correspondiente a cada proyecto.

3.4.5.1 Evaluación del proyecto planteado para EEQ

En base a lo especificado, se procede a evaluar el proyecto propuesto para la EEQ como se indica en la tabla 3.21.

Tabla 3.21: Calificación para el proyecto de la EEQ.

Fuente: Elaboración propia.

VARIABLES	PONDERACION (w_i)	PUNTAJE (r_{ij})	RESULTADO
Reducción de hurto de Energía	5,00	2,00	10,00
Recuperación de Energía por conexiones clandestinas	3,00	4,00	12,00
Ahorro por Refacturaciones	4,00	10,00	40,00
Ahorro por toma de Lecturas	3,00	10,00	30,00
Ahorro por pago de cortes y reconexiones	1,00	10,00	10,00
		SCORE (S_j):	102,00

Como se puede observar, el score que obtuvo este proyecto fue de 102,00 puntos.

3.4.5.2 Evaluación del proyecto planteado para EMELNORTE

De la misma manera se procede a calificar este proyecto como se indica en la tabla 3.22.

Tabla 3.22: Calificación para el proyecto de EMELNORTE.

Fuente: Elaboración propia.

VARIABLES	PONDERACION (w_i)	PUNTAJE (r_{ij})	RESULTADO
Reducción de hurto de Energía	5,00	2,00	10,00
Recuperación de Energía por conexiones clandestinas	3,00	1,00	3,00
Ahorro por Refacturaciones	4,00	3,00	12,00
Ahorro por toma de Lecturas	3,00	3,00	9,00
Ahorro por pago de cortes y reconexiones	1,00	3,00	3,00
		SCORE (S_j):	**37,00**

Se puede apreciar en este caso el proyecto obtuvo un score de 37,00 puntos.

3.4.5.3 Evaluación del proyecto planteado para CNEL GUAYAQUIL

Finalmente se realiza la calificación para este proyecto como se indica en la tabla 3.23.

Tabla 3.23: Calificación para el proyecto de CNEL Guayaquil.

Fuente: Elaboración propia.

VARIABLES	PONDERACION (w_i)	PUNTAJE (r_{ij})	RESULTADO
Reducción de hurto de Energía	5,00	5,00	25,00
Recuperación de Energía por conexiones clandestinas	3,00	10,00	30,00
Ahorro por Refacturaciones	4,00	7,00	28,00
Ahorro por toma de Lecturas	3,00	7,00	21,00
Ahorro por pago de cortes y reconexiones	1,00	7,00	7,00
		SCORE (S_j):	**111,00**

En este caso como se observa, el score para este proyecto fue de 111,00 puntos.

A continuación en la tabla 3.24 se presenta un resumen de los puntajes obtenidos para cada proyecto respecto a las variables seleccionadas.

Tabla 3.24: Resumen de calificaciones para cada proyecto.

Fuente: Elaboración propia.

CRITERIOS TÉCNICO-ECONÓMICOS	Proyecto EEQ	Proyecto EMELNORTE	Proyecto CNEL Guayaquil
Reducción de hurto de Energía	10,00	10,00	25,00
Recuperación de Energía por conexiones clandestinas	12,00	3,00	30,00
Ahorro por Refacturaciones	40,00	12,00	28,00
Ahorro por toma de Lecturas	30,00	9,00	21,00
Ahorro por pago de cortes y reconexiones	10,00	3,00	7,00
PUNTAJE:	**102,00**	**37,00**	**111,00**

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE RESULTADOS EN EL PROYECTO DE TELEMEDICIÓN

En el Capítulo 3 se realizó el análisis de tres proyectos pilotos de Telemedición con la finalidad de validar que proyecto es el más viable técnica y económicamente.

Mediante el Método Scoring se dio la calificación a cada proyecto respecto a cada variable técnica y económica que previamente fueron parametrizadas de acuerdo a un rango establecido. De igual forma, a cada variable se la asigno un peso que estaba en función de la preponderancia que tenía cada una de ellas.

Una vez realizado las puntaciones respectivas, aplicando la ecuación 2.4 se realizó los cálculos para obtener la puntuación parcial de cada variable y posteriormente la calificación total de cada proyecto; el cual será punto de partida para efectivamente verificar que proyecto de Telemedición es el más viable.

4.1 ANÁLISIS DE VALORACIÓN DE LOS PROYECTOS EN ESTUDIO

Para el análisis de los resultados, se han planteado dos puntos de vista: el primero analizando la empresa distribuidora respecto a cada variable y la segunda realizando un análisis de las tres empresas distribuidoras.

4.1.1 ANÁLISIS DEL PROYECTO EEQ

Como se pudo observar en la tabla 3.24, en cuanto a la reducción por hurto de Energía, la puntuación más baja la obtuvo el proyecto de la EEQ y la más alta calificación la tiene la CNEL Guayaquil, debido justamente a que se tomó como punto de partida disminuir el hurto de energía en la CNEL Guayaquil por la

trascendencia de existir más pérdidas técnicas en esa distribuidora, y por ende como en las otras dos distribuidoras no hay tanto exceso de pérdidas, se les dio una calificación baja.

La recuperación de Energía al ser una consecuencia del anterior rubro, tienen las mismas tendencias en sus puntajes, sin embargo cabe acotar que la CNEL Guayaquil obtiene una máxima puntuación ya que su recuperación de las pérdidas no técnicas es alto en relación a las pérdidas totales del sistema que se asumió para las tres distribuidoras.

En cuanto a la evaluación económica, como es el caso de los ahorros por refacturaciones, toma de lecturas y pago por cortes y reconexiones, tienen las mismas tendencias; en las cuales el proyecto de la EEQ tiene la mayor calificación seguido de CNEL Guayaquil y con la puntuación más baja EMELNORTE. Esto debido principalmente a la cantidad de clientes, ya que es una relación directa al número de clientes.

Para una mejor visualización, en la figura 4.1 se muestra una gráfica de la ponderación realizada a cada distribuidora como función de cada rubro.

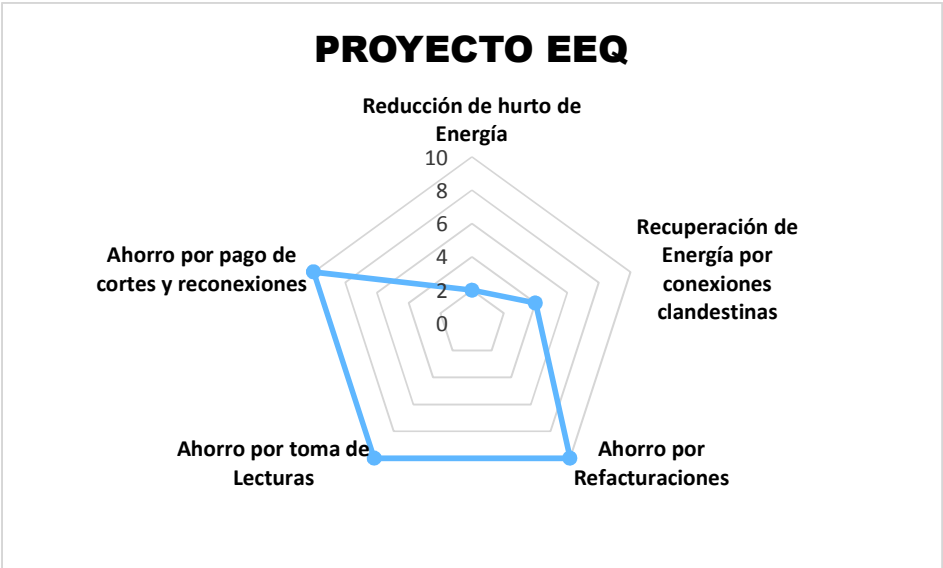

Figura 4.1: Validación técnica económica para el proyecto EEQ.

Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar, el proyecto de la EEQ tiene la puntuación más baja en lo referente al hurto de energía; es decir, un puntaje de 2. Sin embargo tiene puntuaciones altas en los ahorros por refacturaciones, toma de lecturas y el pago de cortes y reconexiones; es decir, un puntaje de 10 en cada una de ellas. Si bien inicialmente se estimó una reducción por hurto de energía pequeña y por ende su reducción por pérdidas no es grande, los tres rubros económicos descritos la compensan, ya que primeramente estos rubros están en función de la cantidad de clientes y además de las estimaciones con sus respectivos costos.

4.1.2 ANÁLISIS DEL PROYECTO EMELNORTE

En la figura 4.2 se indica la evaluación para el proyecto de EMELNORTE, en donde se puede apreciar una notoria reducción de sus rubros técnicos y económicos, sobretodo su calificación es mínima en la recuperación de Energía, debido a que su estimación por reducción de energía fue también pequeña. En cuanto a sus rubros económicos, tiene una calificación baja en relación a las otras dos distribuidoras debido a la cantidad de clientes estimados para ese estudio.

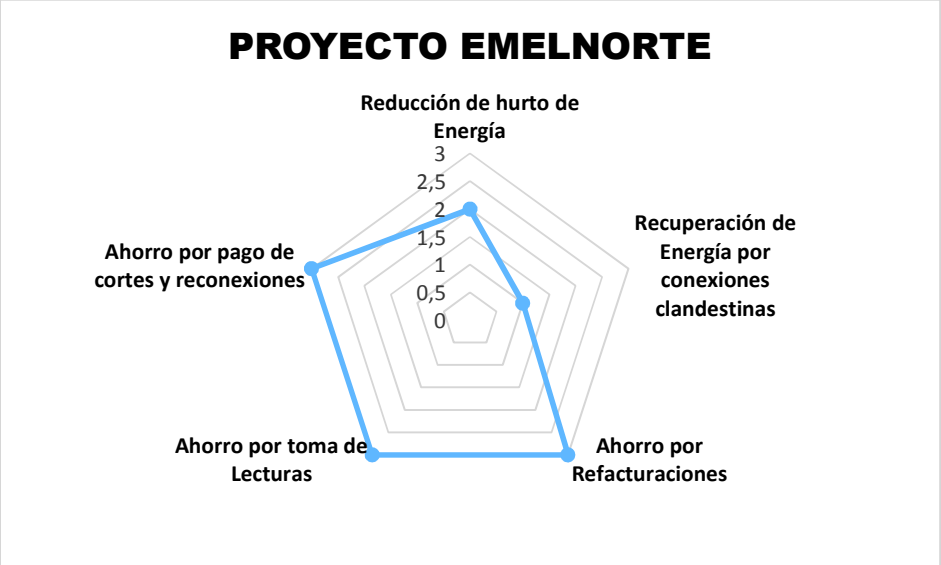

Figura 4.2: Validación técnica económica para el proyecto EMELNORTE.

Fuente: Elaboración propia.

4.1.3 ANÁLISIS DEL PROYECTO CNEL GUAYAQUIL

En la figura 4.3 se puede observar que se tiene una mayor puntuación en la recuperación de Energía, ya que justamente para este proyecto en particular la finalidad era la de rebajar las pérdidas no técnicas y como consecuencia se iba a obtener un incremento relativamente considerable en la recuperación por las pérdidas no técnicas. En cuanto a los rubros económicos se mantienen en una misma puntuación.

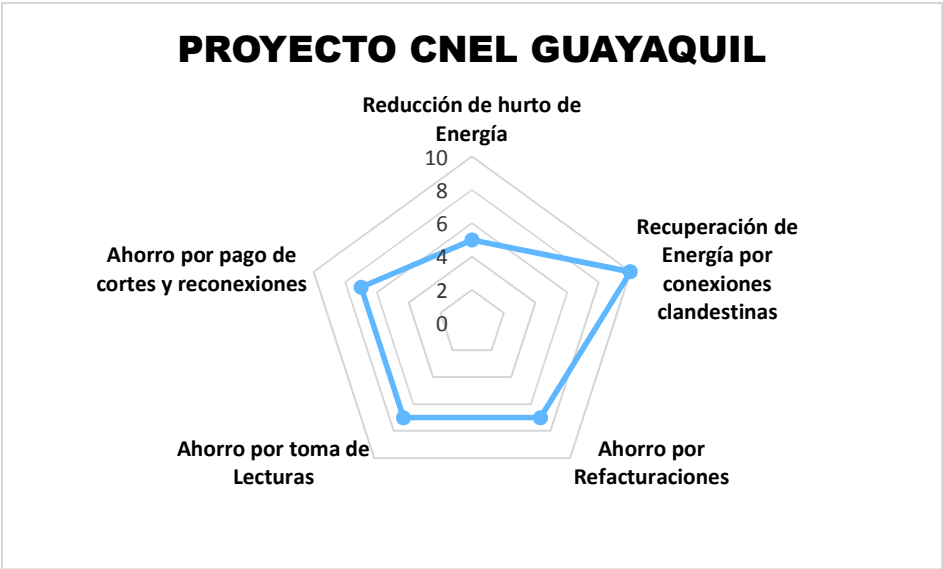

Figura 4.3: Validación técnica económica para el proyecto CNEL Guayaquil.

Fuente: Elaboración propia.

4.1.4 ANÁLISIS DE LA VALORACIÓN FINAL

Finalmente, en la figura 4.4 se observa la valoración final; en la cual, de los tres proyectos pilotos de Telemedición, el más viable técnica y económicamente es el

proyecto de CNEL Guayaquil y muy seguida a este está el proyecto de la EEQ y como tercera opción se tiene al proyecto de EMELNORTE.

Figura 4.4: Validación del proyecto más viable.

Fuente: Elaboración propia.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Las variables técnicas y económicas que se han utilizado en este Trabajo de Titulación son variables cuantificables; es decir, variables que puedan obtener un valor, no necesariamente del tipo financieras como el TIR, el VAN, etc., más bien del tipo económicas como por ejemplo, igualdad social, seguridad, etc., a las cuales se las pueda dar un valor económico en los proyectos. Por tanto, esta metodología se adapta perfectamente a estos requerimientos.

- Para llegar a la metodología seleccionada se realizó un análisis en el cual las variables escogidas puedan ser comparadas técnica y económicamente y de esta manera se las pueda ponderar sin que haya conflicto por el tipo de variable que se esté manejando; es decir, se las evalúa bajo un mismo espacio.

- Los proyectos que se compararán con la metodología propuesta, son proyectos que aún no están instalados; por tal motivo se realizan estimaciones para la reducción del hurto de energía y la recuperación de energía por conexiones clandestinas, tomando como base los porcentajes que actualmente se utilizan en los rubros anteriormente citados. Posteriormente se aplica la metodología propuesta a casos existentes para ser comparados.

- La puntuación que se realiza a cada variable no se lo hace empíricamente, se lo realiza mediante el criterio experto, que es el personal a cargo del proyecto en estudio, en base al conocimiento e investigación del mismo.

- El peso que se asignó a cada variable, se lo hizo en primera instancia mediante un criterio económico, ya que en las distribuidoras existen mayor pérdida referente al hurto de energía y por ende tendría una recuperación económica mayor al implementar los sistemas de telemedición.

- Cuando se realiza el estudio de los rubros por ahorro en refacturaciones y por la toma de lecturas, se asume un porcentaje de la cantidad total de clientes; el cual que va a ser el mismo para las otras distribuidoras en estudio, esto debido a que no es factible ni necesario implementar el sistema a todos los clientes; es decir, solo se utiliza para los usuarios donde existe mayor concentración de pérdidas.

- Una empresa distribuidora de energía que tenga una alta cantidad de clientes y mayores pérdidas no técnicas, es la más viable a ser implementada un sistema de telemedición de energía eléctrica, y por ende tendrá una recuperación económica sustancial.

- El ahorro por refacturaciones no está relacionado con la energía que esté refacturada; es decir, involucra el valor en sí del proceso de refacturación.

5.2 RECOMENDACIONES

- La metodología recomendada en el Trabajo de Titulación compara diferentes proyectos de Telemedición de Energía Eléctrica para encontrar cuál de ellos es más viable técnica y económicamente; sin embargo no se puede realizar una comparación entre tecnologías ya que los beneficios que ofrecen cada una ellas es prácticamente la misma, salvo si se desea analizar sus costos de inversión.

- En los proyectos de Telemedición de Energía Eléctrica se realizan estimaciones para variables técnicas como la reducción de hurto de Energía o la recuperación de Energía por conexiones clandestinas, siempre y cuando el proyecto aún no esté implementado.

- Para la aplicación de la metodología propuesta se recomienda recopilar rubros extras a las variables técnicas y económicas; con la finalidad de obtener un estudio aún más profundo y detallado de los proyectos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1]. http://slideplayer.es/slide/4343506/

[2]. https://www.ecured.cu/Caracter%C3%ADsticas_Generales_de_las_Redes_de_Distribuci%C3%B3n#Clasificaci.C3.B3n_de_las_redes_de_distribuci.C3.B3n

[3]. https://sistema-de-distribucion-primario-secundario-y-alumbrado-publico.wikispaces.com/Distribuci%C3%B3n+Secundaria

[4]. http://blog.espol.edu.ec/econde/files/2012/08/libro-redes-de-distribucion.pdf

[5]. http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70003/fichero/Trabajo+Fin+Master.pdf

[6]. http://www.eei.org/issuesandpolicy/grid-enhancements/documents/smartmeters.pdf

[7]. https://www.slideshare.net/FiiDEM/infraestructura-de-medicin-avanzada-ami-en-las-redes-inteligentes/4

[8]. https://www.metering.com/features/the-history-of-the-electricity-meter/

[9]. http://www.monografias.com/trabajos-pdf4/redes-electricas/redes-electricas.pdf

[10]. https://prezi.com/vlkbcci8soa7/clasicacion-de-los-medidores/

[11]. http://www.iea-4e.org/projects/smart-metering-infrastructure

[12]. http://www.edeeste.com.do/index.php/servicios/telemedicion/

[13]. http://www.electricas.cl/temas-estrategicos/medicion-inteligente/

[14]. https://es.slideshare.net/imnsane/redes-celulares-y-tecnologias-de-comunicacion-celular

[15]. http://cybertesis.uach.cl/tesis/uach/2005/bmfcis211a/doc/bmfcis211a.pdf

[16]. http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4355/1/CD-3961.pdf

[17]. http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/1933/12/UPS-CT002400.pdf

[18]. http://www.monografias.com/trabajos102/plc-power-line-communication-iv/plc-power-line-communication-iv.shtml

[19]. http://www.inspt.utn.edu.ar/academica/carreras/60/bajar/Sistemas.II/Powerline.Communications.pdf

[20]. http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/lem/salvador_s_g/capitulo2.pdf

[21]. https://www.internautas.org/NOTICIAS/DIC98/ADSL.htm

[22]. http://www.zoomdigital.com.br/adsl-como-funciona/

[23]. https://es.wikipedia.org/wiki/Proyecto

[24]. http://www.munitel.cl/eventos/SEMINARIOS/html/DOCUMENTOS/2012/CURSO_DE_PREPARACION_Y_EVALUACION_DE_INICIATIVAS_DE_INVERSION_CON_RECURSOS_PUBLICOS/PPT07.pdf

[25]. http://www.eumed.net/ce/2008b/tss.htm

[26]. https://es.slideshare.net/kmiraldaunah/ejemplo-power-point-estudio-de-mercado

[27]. https://ianemartinez.files.wordpress.com/2012/09/evaluacion-de-proyectos-gabriel-baca-urbina-corregido.pdf

[28]. http://www.grupomera.net/eBooks-PDF/EvaluacionProyectos/Preparacion-Evaluaci%F3n-Proyectos-SAPAG-5ta.pdf

[29]. https://es.slideshare.net/JFMayorgaJ/estudio-economico-1717760

[30]. http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/5608/S056394_es.pdf

[31]. http://slideplayer.es/slide/141763/

[32]. http://www.fsalazar.bizland.com/doc/UVG-ECONOMiA-05.doc

[33]. https://www.ingenieriaindustrialonline.com/herramientas-para-el-ingeniero-industrial/dise%C3%B1o-y-distribuci%C3%B3n-en-planta/m%C3%A9todo-del-centro-de-gravedad/

[34]. https://prezi.com/nxnb-5ict8zv/copy-of-metodos-de-localizacion-de-planta/

[35]. http://alexrosete.orgfree.com/materiales_2004/07-PlaneacionInstalaciones/PyDI_unid1.pdf

[36]. https://es.wikipedia.org/wiki/M%C3%A9todo_Delphi

[37]. http://www.prospectiva.eu/zaharra/03_Delphi_ESTE.pdf

[38]. https://prezi.com/dlbfu4nr-rut/distribucion-en-planta-layout/

[39]. http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5619/fichero/PFC+Jaime+Ruiz+Pallar%C3%A9s.pdf+

[40]. https://prezi.com/nu56qm7e2qwy/metodo-scoring-como-estrategia-directiva-para-fortalecer-el/

[41]. http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/Estad%C3%ADstica-Sector-El%C3%A9ctrico-Ecuatoriano-2010.pdf

ANEXOS

ANEXO 1: Facturación y recaudación mensual a clientes regulados por las Empresas Eléctricas Distribuidoras

Empresa	Valores	Mes												Total Anual
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
E.E. Norte	Clientes	187.060	188.916	189.911	190.661	191.350	191.989	192.991	193.041	193.472	194.070	194.602	195.545	2.304.547
	Energía Facturada (GWh)	35,77	33,58	33,65	33,68	33,50	33,26	33,87	33,61	35,54	34,45	35,16	37,78	424,63
	Precio Medio (USD ¢/kWh)	8,43	8,89	8,59	8,71	8,80	8,79	8,92	9,14	9,12	8,94	8,85	8,68	8,85
	Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)	3.015	2.986	2.891	2.931	2.950	2.907	2.904	3.080	3.294	3.091	3.110	3.313	36.233
	Recaudación Servicio Eléctrico (Miles USD)	2.816	2.802	3.243	2.878	2.894	2.987	3.022	3.027	2.894	3.266	3.128	3.247	36.213
	Recaudación (%)	99	94	113	98	95	100	104	102	89	106	101	98	100
E.E. Quito	Clientes	813.896	818.147	819.776	820.065	821.700	820.114	823.496	825.133	826.808	843.118	847.945	849.779	9.987.073
	Energía Facturada (GWh)	258,09	262,03	266,27	270,71	271,88	269,41	273,69	270,53	277,22	280,31	286,32	292,30	3.236,25
	Precio Medio (USD ¢/kWh)	7,81	7,72	7,84	7,43	7,53	7,59	7,60	7,62	7,56	7,62	7,62	7,60	7,63
	Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)	18.428	18.447	19.585	20.112	20.461	20.450	20.797	20.603	20.947	21.546	21.877	22.010	246.963
	Recaudación Servicio Eléctrico (Miles USD)	19.008	17.391	22.238	20.711	20.593	20.416	20.995	20.748	20.190	22.298	21.440	21.365	247.382
	Recaudación (%)	100	89	114	100	101	100	101	101	96	103	98	97	100
E.E. Riobamba	Clientes	141.398	141.498	141.660	141.851	142.788	143.447	144.158	144.858	145.775	146.765	146.710	147.118	1.718.098
	Energía Facturada (GWh)	18,82	18,81	18,75	19,62	18,96	20,22	19,95	19,20	20,40	20,37	20,23	20,26	235,60
	Precio Medio (USD ¢/kWh)	8,93	9,00	8,87	9,04	8,72	8,70	8,82	8,71	8,64	8,87	9,00	8,58	8,81
	Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)	1.680	1.694	1.664	1.773	1.654	1.758	1.760	1.672	1.762	1.808	1.821	1.740	20.747
	Recaudación Servicio Eléctrico (Miles USD)	1.635	1.503	1.669	1.579	1.779	1.714	1.732	1.775	1.660	1.930	1.799	1.684	20.695
	Recaudación (%)	97	89	115	89	109	97	98	106	94	100	97	108	100
E.E. Sur	Clientes	149.044	150.209	150.496	150.913	151.400	152.018	152.528	153.444	154.518	154.884	155.291	155.654	1.824.194
	Energía Facturada (GWh)	18,87	18,51	18,14	19,06	19,42	18,54	19,59	19,50	19,62	19,22	19,67	19,45	230,29
	Precio Medio (USD ¢/kWh)	9,77	9,67	9,70	9,62	9,69	9,59	9,66	9,71	9,61	9,68	9,70	9,59	9,66
	Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)	1.831	1.797	1.760	1.835	1.884	1.797	1.897	1.897	1.886	1.867	1.911	1.864	22.374
	Recaudación Servicio Eléctrico (Miles USD)	1.878	1.288	1.727	1.801	1.780	2.200	1.967	1.843	1.877	1.808	1.779	1.984	21.298
	Recaudación (%)	104	60	98	98	96	122	109	97	99	97	96	105	100
Eléctrica de Guayaquil	Clientes	535.060	537.472	539.260	543.227	546.369	549.546	552.864	553.481	556.136	556.067	563.440	567.927	6.595.078
	Energía Facturada (GWh)	298,19	312,15	323,20	348,15	334,41	318,43	318,14	312,24	306,18	320,12	307,51	320,26	3.815,88
	Precio Medio (USD ¢/kWh)	7,12	7,08	6,85	7,01	7,03	7,14	6,98	7,09	7,28	6,72	7,03	7,37	7,03
	Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)	21.223	21.994	21.483	24.414	23.479	22.749	22.501	22.139	22.291	21.509	21.578	23.600	269.366
	Recaudación Servicio Eléctrico (Miles USD)	15.338	19.887	24.352	24.014	24.314	23.806	23.441	25.152	23.120	22.966	21.784	24.003	273.986
	Recaudación (%)	98	88	113	98	104	105	107	114	104	106	101	102	102
Total Clientes		2.653.934	2.663.918	2.671.989	2.683.918	2.692.990	2.703.338	2.713.039	2.723.379	2.729.436	2.741.407	2.756.711	2.766.313	-
Total Energía Facturada (GWh)		718,13	752,85	777,91	836,53	808,79	792,63	791,99	782,65	790,18	810,19	804,27	815,15	9.476,35
Total Precio Medio (USD ¢/kWh)		7,82	7,75	7,50	7,56	7,61	7,72	7,66	7,71	7,77	7,57	7,69	7,88	7,69
Total Facturación Servicio Eléctrico (Miles USD)		56.184	58.311	58.323	62.306	61.040	61.227	60.361	60.361	61.386	61.302	62.027	64.238	728.477
Total Recaudación Servicio Eléctrico (Miles USD)		53.084	51.033	63.973	61.886	62.699	62.144	62.607	64.094	60.614	62.943	60.976	64.467	729.878
Total Recaudación (%)		94,48	87,52	109,69	97,63	101,08	101,50	103,34	106,18	98,42	102,58	98,33	100,33	100,19

ANEXO 2: Balance de energía en sistemas de distribución

Grupo Empresa	Distribuidora	Energía Disponible (GWh)	Energía Facturada a Clientes No Regulados (GWh)	Energía Facturada a Clientes Regulados (GWh)	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas del Sistema (%)	Perdidas Técnicas del Sistema (GWh)	Perdidas No Técnicas del Sistema (GWh)
Corporación Nacional de Electricidad CNEL	CNEL-Manabí	1.283,60	2,51	834,78	446,51	34,78	171,03	275,48
	CNEL-Los Ríos	321,53	-	223,58	97,96	30,46	38,71	59,24
	CNEL-Esmeraldas	430,46	4,02	305,89	120,54	28,00	56,68	63,86
	CNEL-Milagro	578,43	18,06	416,92	143,45	24,80	46,96	96,50
	CNEL-Guayas Los Ríos	1.396,13	10,69	1.066,93	318,51	22,81	165,80	152,71
	CNEL-Sucumbíos	193,36	-	149,31	44,05	22,78	25,87	18,18
	CNEL-El Oro	672,99	-	544,75	128,23	19,05	60,53	67,71
	CNEL-Bolívar	64,52	-	53,77	10,75	16,66	7,84	2,91
	CNEL-Sta. Elena	404,96	0,88	339,75	64,32	15,88	46,10	18,22
	CNEL-Sto. Domingo	411,60	7,50	357,81	46,29	11,25	39,64	6,65
Total CNEL		5.757,76	43,68	4.293,48	1.420,61	24,67	659,14	761,47
Empresas Eléctricas	Eléctrica de Guayaquil	4.653,98	55,90	3.815,86	782,23	16,81	409,02	373,20
	E.E. Riobamba	271,35	-	235,60	35,75	13,17	24,67	11,08
	E.E. Sur	252,14	0,32	220,29	31,53	12,50	25,15	6,38
	E.E. Norte	466,11	10,38	404,53	51,20	10,99	25,41	25,80
	E.E. Galápagos	32,69	-	29,71	2,98	9,13	2,03	0,95
	E.E. Ambato	473,07	2,13	430,58	40,36	8,53	32,83	7,53
	E.E. Cotopaxi	389,23	63,54	293,17	32,51	8,35	21,31	11,20
	E.E. Quito	3.654,18	128,78	3.236,25	289,15	7,91	252,05	37,10
	E.E. Centro Sur	780,19	2,17	721,62	56,40	7,23	45,00	11,40
	E.E. Azogues	93,34	-	88,63	4,71	5,04	3,08	1,62
Total Empresas Eléctricas		11.066,27	263,21	9.476	1.326,82	11,99	840,55	486,26
TOTAL NACIONAL		16.824,04	306,88	13.770	2.747,43	16,33	1.499,69	1.247,73