



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**METODOLOGÍA DE UNIDADES DE CONSTRUCCIÓN ESTÁNDAR Y VALOR NUEVO DE
REEMPLAZO PARA EL CÁLCULO DE PEAJES DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN GUATEMALA**

Javier Alejandro Coronado Fernández

Asesorado por el Ing. Miguel Antonio Santizo Pacheco

Guatemala, junio de 2012

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**METODOLOGÍA DE UNIDADES DE CONSTRUCCIÓN ESTÁNDAR Y VALOR NUEVO DE
REEMPLAZO PARA EL CÁLCULO DE PEAJES DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

JAVIER ALEJANDRO CORONADO FERNÁNDEZ
ASESORADO POR EL ING. MIGUEL ANTONIO SANTIZO PACHECO

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, JUNIO DE 2012

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Juan Carlos Molina Jiménez
VOCAL V	Br. Mario Maldonado Muralles
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Julio Rolando Barrios Archila
EXAMINADOR	Ing. Carlos Fernando Rodas
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**METODOLOGÍA DE UNIDADES DE CONSTRUCCIÓN ESTÁNDAR Y VALOR NUEVO DE
REEMPLAZO PARA EL CÁLCULO DE PEAJES DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN GUATEMALA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Ingeniería de Mecánica Eléctrica, con fecha 6 de noviembre de 2009.



Javier Alejandro Coronado Fernández

Guatemala, abril 9 de 2012

Ingeniero
Jorge Luis Pérez Rivera
Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Mecánica Eléctrica
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero Pérez:

Reciba un atento y cordial saludo, de acuerdo con la designación de mi persona en asesorar el trabajo de graduación desarrollado por el estudiante Javier Alejandro Coronado Fernández, carnet No. 2005-15,875, titulado: **"METODOLOGÍA DE UNIDADES DE CONSTRUCCIÓN ESTÁNDAR Y VALOR NUEVO DE REEMPLAZO PARA EL CÁLCULO DE PEAJES DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA"**; encontrándolo satisfactorio en su contenido y elaboración, y en función de los parámetros de evaluación establecidos, por medio del presente, me permito dar la aprobación y recomendación del mismo, remitiéndolo a la Coordinación del Área de Potencia de la Escuela de Mecánica Eléctrica, con el fin darle el trámite correspondiente

Agradeciendo la atención a la presente, me es grato suscribirme.

Sin otro particular.

Atentamente,



Ing. Miguel Antonio Santizo Pacheco
Colegiado No. 6,794
Asesor

Miguel Antonio Santizo Pacheco
INGENIERO ELECTRICISTA
No. 6794



Ref. EIME 19. 2012
Guatemala, 03 de MAYO 2012.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
"METODOLOGÍA DE UNIDADES DE CONSTRUCCIÓN
ESTÁNDAR Y VALOR NUEVO DE REEMPLAZO PARA EL
CÁLCULO DE PEAJES DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN GUATEMALA", del estudiante Javier
Alejandro Coronado Fernández, que cumple con los requisitos
establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
Coordinador de Potencia

JLPR/sto





REF. EIME 25. 2012.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; Javier Alejandro Coronado Fernández titulado: "METODOLOGÍA DE UNIDADES DE CONSTRUCCIÓN ESTÁNDAR Y VALOR NUEVO DE REEMPLAZO PARA EL CÁLCULO DE PEAJES DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA", procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 11 DE MAYO 2,012.



DTG. 239.2012

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **METODOLOGÍA DE UNIDADES DE CONSTRUCCIÓN ESTÁNDAR Y VALOR NUEVO DE REEMPLAZO PARA EL CÁLCULO DE PEAJES DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA**, presentado por el estudiante universitario **Javier Alejandro Coronado Fernández**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

Ing. Murphy Olympto Paz Recinos
Decano



Guatemala, 1de junio de 2012.

/gdech

ACTO QUE DEDICO A:

Dios Todopoderoso

Durante toda mi vida has estado, de una u otra forma presente, latente y real en mí, transformando mi mente, alma y corazón; formándome para vivir por tí y para tí, mostrándome tus bondades y amor. Toda mi carrera universitaria ha sido un proceso, en el cual, en ningún momento me has abandonado; por eso, porque me has dado la vida, sabiduría y fuerza que me han permitido alcanzar este momento, este acto está dedicado a tí.

Mis padres

Sin su apoyo incondicional, sin los valores que en mí han formado, sin las palabras de aliento, y sin su ayuda, no sé dónde estaría en este momento, son las personas más importantes en mi vida y a quienes debo tanto, que no alcanzarían las palabras y en esta ocasión, en lugar de utilizar palabras, les dedico este acto, ustedes son parte de este logro: Ingrid Estela Fernández, por el apoyo, la confianza, la fuerza y ante todo, el amor que me has dado durante toda mi vida y que me ha servido para salir adelante; eres mi modelo de vida, y sin tí, nada de esto fuera posible; Edwin Antonio Coronado, por todas tus enseñanzas, apoyo y amor incondicional que día a día me muestras.

Mis hermanos

Ser el hermano mayor es una gran responsabilidad, cuidarlos, apoyarlos, corregirlos y amarlos cada día es una bendición para mí, por eso, Ana Karen y Josué Isaac, deseo que este acto sea una muestra de que con esfuerzo, trabajo y la ayuda de Dios, las metas pueden cumplirse, y también del deseo que tengo de ser el mejor ejemplo para ustedes.

Mis amigos

Un logro como éste, es imposible realizarlo solo, deben existir personas que están no sólo en los momentos buenos, sino también en los malos, personas que te motiven a salir adelante en lo académico y personal, ustedes: Carlos Cojulún, Donis Villatoro, Fernando Puac, Gerardo del Águila, Herbert Pérez, Julio Gaitán, Luis Gabriel y Yany Berreondo; son esas personas; por tantos momentos compartidos, por tantas horas de desvelo, por esas aventuras juntos, ustedes son mi segunda familia, mi familia universitaria y gran parte de este logro, es por su amistad y apoyo, este acto está dedicado a ustedes.

Mi novia

Ligia Juárez, por ser el apoyo y motivación que me ayudó a finalizar mi carrera universitaria; por tu tiempo, comprensión y, ante todo, tu amor, este acto está dedicado también a tí.

Mi tío

Todo principio es difícil, ya que dejar todo lo que uno conoce y las personas que quiere por buscar alcanzar nuestras metas, no es para cualquiera y tú sabías bien eso. Douglas Omar Coronado (q.e.p.d.), quisiera que estuvieras aquí para darte las gracias, decirte cuánto te quiero y extraño, y que sin tu ayuda, consejos y cariño, yo no estaría ahora en este momento.

Mi familia

Un gran logro necesita ser compartido, de nada sirve un éxito solitario, por eso, este acto está dedicado a mis abuelos: Martha Inés Oliva, Óscar Antonio Coronado y Julieta Evalina Ramírez; mis primos: Daniela Salazar, Fabio Salazar, Fabiola Salazar, Gabriela Mérida, Kevin Salazar, Marta Coronado, Odilia Coronado, Óscar Mendoza, Sergio Coronado; mis tíos: Nineth Solares, Julieta Coronado, Claudia Coronado, Sergio Coronado, Migdalia de Santizo, y toda mi familia, ustedes también son parte importante de este momento.

**Grupo de jóvenes
de la Iglesia Emaús**

Durante estos años aprendí muchas cosas, pero entre ellas, el valor de la amistad, y ahora puedo decir que fue gracias a ustedes: Albert Chuy, Claudia Fabián, David Monterroso, Dina Monterroso, Dyana Calderón, Federico Hernández, Gabriel Chuy, Geovany Hernández, Goreth Monterroso, Josseline García, Mariela García, Mildred Calderón, Paola Fabián, Rebeca Hernández, Renato del Cid, Roberto Barrera, Tito Campollo, Tito Calderón Williams Samayoa, Yaniza Monterroso y todos mis amigos del grupo de jóvenes de la Iglesia Emaús; cada uno de ustedes es parte importante y especial en mi vida, han sido de mucha bendición y es un deseo de mi corazón, compartir y dedicarles este acto.

AGRADECIMIENTOS A:

- Dios Todopoderoso** Por mostrarme su amor y misericordia en los momentos más difíciles; por enseñarme más que ciencia, enseñarme a tener fe en Él.
- Mi familia** En especial a mis padres y hermanos, por confiar en mí, darme su apoyo y amor incondicional en todo momento y ser la fuerza que me motiva a seguir adelante y buscar ser una mejor persona.
- Las familias** El apoyo moral y espiritual es un elemento importante cuando la familia se encuentra lejos. Gracias a las familias Batz Linares, Calderón Prado, Chuy, Coronado Colindres, Del Valle Vega, García Bolaños, Dávila Colindres, Fabián García, Hernández Hernández, Mazariegos González, Monterroso Gramajo, Monterroso Mejía; gracias por su ayuda, que fue desde un plato de comida, hasta consejos y aliento, ahora puedo resumir que su ayuda fue su cariño y amistad; en muchos momentos pude sentirme como miembro de su familia y cada una es una parte importante en mi vida, gracias.

La Iglesia Emaús

Habiendo tantos lugares, Dios dispuso que yo formara parte de ustedes; abriendo las puertas de su corazón para hacerme sentir como en casa, puedo decir que son como mi segundo hogar y el lugar donde nací de nuevo; por formar parte importante y especial en mi vida, y ser el apoyo y refugio que necesité en tantos momentos, eternamente agradecido con cada uno de los miembros de la iglesia.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Al ser estudiante recién egresado de la universidad o en proceso de culminar una carrera, se deben tocar puertas para iniciar la ilusión de aplicar los conocimientos y destrezas adquiridas; gracias por permitirme ingresar al campo profesional y ejercer mi carrera y, en especial, a mis amigos de la División de Tarifas, por su amistad, cariño y tantos momentos compartidos.

Mi asesor

Miguel Santizo, más que asesor, jefe o tío, eres mi amigo, por todas las enseñanzas, consejos y apoyo que me has brindado y por ser la persona que me motivó a ser Ingeniero Electricista, gracias.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	IX
LISTA DE SÍMBOLOS	XIII
GLOSARIO	XV
RESUMEN	XXV
OBJETIVOS.....	XXIX
INTRODUCCIÓN	XXXI
1. MARCO SITUACIONAL DE LA TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA	1
1.1. La actividad de transmisión de energía eléctrica	3
1.2. Régimen económico de la actividad de transmisión de energía eléctrica	7
1.3. La transmisión de energía eléctrica como monopolio natural	9
1.3.1. Economía de escala.....	10
1.3.2. Monopolios.....	11
1.3.3. Economías de escala en la actividad de transmisión de energía eléctrica.....	12
1.3.4. Transmisión de energía eléctrica: un monopolio natural con economía de escala	16
1.4. Mercado eléctrico	17
1.4.1. Descripción de un mercado eléctrico	18
1.4.2. Funcionamiento del mercado eléctrico.....	19
1.4.3. Administración, coordinación y regulación de un mercado eléctrico.....	20

1.4.4.	Rol de la transmisión de energía eléctrica en el mercado eléctrico.	21
1.5.	Regulación del subsector eléctrico en Guatemala	23
1.5.1.	Necesidad e importancia de la regulación	23
1.5.2.	Mercado eléctrico guatemalteco	25
1.6.	Marco legal de la transmisión de energía eléctrica en Guatemala.....	32
1.6.1.	Ley General de Electricidad (LGE)	33
1.6.2.	Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE) .	34
1.6.3.	Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (RAMM)	35
1.6.4.	Normas técnicas.....	35
1.6.4.1.	Normas de Estudios de Acceso al Sistema de Transporte (NEAST)	36
1.6.4.2.	Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte (NTAUCT)	36
1.6.4.3.	Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOID)	36
1.6.4.4.	Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (NTDOST).....	37
1.6.4.5.	Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS)	37
1.6.4.6.	Norma Técnica para la Expansión del Sistema de Transmisión (NTT).....	38
1.6.5.	Normas de Coordinación Comercial (NCC) y Normas de Coordinación Operativa (NCO).....	38

2.	TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	43
2.1.	Definición y delimitación de la actividad de transmisión de energía eléctrica	43
2.2.	Activos específicos	43
2.3.	Costos inherentes a la transmisión de energía eléctrica.....	44
2.4.	Instalaciones de transmisión.....	47
2.4.1.	Subestaciones	47
2.4.1.1.	Infraestructura de una subestación.....	51
2.4.1.2.	Configuración de barras.....	52
2.4.1.3.	Entradas de línea y conexiones de equipos	55
2.4.2.	Equipos de una bahía de conexión.....	59
2.4.2.1.	Apartarrayos	60
2.4.2.2.	Seccionadores	61
2.4.2.3.	Transformadores de potencial	63
2.4.2.4.	Transformadores de corriente.....	63
2.4.2.5.	Interruptor de potencia.....	64
2.4.2.6.	Fusibles de potencia	66
2.4.2.7.	El <i>By-Pass</i>	66
2.4.3.	Configuraciones de bahías de conexión	66
2.4.3.1.	Bahía de conexión de línea (alta tensión)...	67
2.4.3.2.	Bahía de conexión de línea (media tensión)	67
2.4.3.3.	Bahía de conexión de transformador de potencia	68
2.4.3.4.	Bahía de conexión de transformador de servicios auxiliares.....	68
2.4.3.5.	Bahía de conexión de capacitores y reactores	69

2.4.4.	El transformador de potencia.....	69
2.4.5.	Otros equipos de la subestación	72
2.4.5.1.	Bancos de capacitores	72
2.4.5.2.	Bancos de reactores.....	73
2.4.5.3.	Reguladores de tensión.....	73
2.4.5.4.	Trampas de onda	73
2.4.5.5.	Protecciones.....	74
2.4.5.6.	Sistemas de control automático y a distancia	74
2.4.6.	Líneas de transmisión	74
2.4.6.1.	Generalidades de una línea de transmisión	75
2.4.6.2.	Tipos y clasificación de las líneas de transmisión	76
2.4.6.3.	Postes de madera tratada	77
2.4.6.4.	Poste de hormigón armado o concreto.....	78
2.4.6.5.	Postes metálicos	80
2.4.6.6.	Torres de celosía.....	81
2.4.6.7.	Postes en configuración H.....	82
2.4.7.	Equipos y componentes de una línea de transmisión	84
2.4.7.1.	Conductor	84
2.4.7.2.	Hilo de guarda o cable de guarda.....	87
2.4.7.3.	Conjuntos de amarre y suspensión (morsetería).....	88
2.4.7.4.	Aisladores.....	90
2.4.7.5.	Fundaciones o cimentaciones	91
2.4.7.6.	Red de tierras	91
2.5.	Terrenos y servidumbres.....	92

3.	UNIDADES DE CONSTRUCCIÓN ESTÁNDAR (UCE)	95
3.1.	Definición de UCE.	97
3.2.	Metodología de las UCE	98
3.3.	Elementos necesarios para la modelación de UCE	101
3.3.1.	Información de las instalaciones a representar	101
3.3.2.	Consideraciones en el diseño de las UCE	106
3.4.	Diseño conceptual de las UCE	107
3.5.	Componentes del diseño de una UCE	113
3.5.1.	Maquinaria	113
3.5.2.	Personal	114
3.5.3.	Obras civiles	114
3.5.4.	Montaje y obras electromecánicas	114
3.5.5.	Equipos	115
3.5.6.	Materiales de construcción	115
3.5.7.	Administración	116
3.5.8.	Ingeniería y diseño	116
3.5.9.	Servidumbres y terrenos	116
3.6.	Modelación de obras civiles y montajes electromecánicos	117
3.7.	Diseño de las UCE de una subestación	119
3.7.1.	UCE de bahías de conexión	121
3.7.2.	UCE de infraestructura	126
3.7.3.	UCE de máquinas	132
3.8.	Diseño de UCE de líneas de transmisión	137
3.8.1.	UCE de líneas de transmisión	137
3.9.	Diseño de UCE de equipos menores	143
3.9.1.	UCE de equipos menores	144
3.10.	Selección de costos	147
3.10.1.	Fuentes de información de costos	148
3.10.2.	Numerario	150

3.10.3.	Términos internacionales de comercio (Incoterms)	151
3.10.4.	Fecha de referencia de costos	153
3.10.5.	Depuración y selección de costos	154
4.	VALOR NUEVO DE REEMPLAZO Y PEAJE DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	157
4.1.	Definición de Valor Nuevo de Reemplazo y Peaje de transmisión de energía eléctrica.....	158
4.1.1.	Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).....	158
4.1.2.	Componentes del Valor Nuevo de Reemplazo.....	159
4.1.3.	Peaje de transmisión de energía eléctrica.....	161
4.1.4.	Componentes del Peaje	162
4.2.	Base legal para la aplicación del VNR y el Peaje.....	163
4.2.1.	Base legal del VNR	163
4.2.2.	Base legal del Peaje.....	164
4.2.3.	Metodología de cálculo del Peaje.....	165
4.3.	Cálculo del VNR.....	166
4.4.	Cálculo del VNR de una instalación por medio de UCE.....	171
4.4.1.	Ejemplo de cálculo del VNR de una subestación.	172
4.4.2.	Ejemplo de cálculo del VNR de una línea de transmisión	186
4.5.	Cálculo del Peaje.	190
4.5.1.	Anualidad de la inversión.....	190
4.5.2.	Reposición de activos.....	192
4.5.3.	Costos de administración, operación y mantenimiento	193
4.5.4.	Peaje de transmisión	194
4.6.	Cálculo del Peaje de una instalación.....	195
4.6.1.	Cálculo del Peaje de la subestación ejemplo	195

4.6.2.	Cálculo de Peaje de la línea ejemplo.....	196
4.7.	Actualización del Peaje.....	197
CONCLUSIONES		201
RECOMENDACIONES		203
BIBLIOGRAFÍA.....		205

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Cadena de suministro de energía eléctrica.....	6
2.	Comparación de costos por unidad de potencia transmitida por kilómetro en líneas de transmisión de aluminio en circuito simple.....	13
3.	Comparación de costos por unidad de potencia transmitida por kilómetro en líneas de transmisión de aluminio en doble circuito.....	14
4.	Subsector eléctrico guatemalteco	31
5.	Diagrama unifilar de una subestación simple barra	53
6.	Diagrama unifilar de una subestación doble barra	54
7.	Diagrama unifilar de una subestación interruptor y medio	55
8.	Vista en corte de una bahía de conexión barra simple de línea en alta tensión.....	58
9.	Vista en corte de una bahía de conexión de transformador en barra simple en alta tensión	59
10.	Apartarrayos.....	60
11.	Seccionadores de media tensión	62
12.	Poste de madera tratada.....	78
13.	Poste de concreto	80
14.	Torre de celosía doble circuito	82
15.	Configuración H de dos postes	83
16.	Conductores <i>ACAR</i> y <i>ACSR</i>	86
17.	Conductores <i>AAC</i> y <i>AAAC</i>	87
18.	Elementos de morsetería	89
19.	Cadena de aisladores	90

20.	Cimentación de una torre	91
21.	Franja de servidumbre.....	94
22.	Desagregación de las UCE	110
23.	Representación de una subestación mediante UCE	111
24.	Representación de una línea de transmisión mediante UCE	112
25.	Representación de la UCE bahía 1	124
26.	Representación de la UCE bahía 2	125
27.	Representación de la UCE infraestructura 1	131
28.	Representación de la UCE infraestructura 2	132
29.	Representación de la UCE máquina 1.....	135
30.	Representación de la UCE máquina 2.....	136
31.	Representación de la UCE línea 1	142
32.	Representación de la UCE línea 2	143
33.	Imagen representativa de la UCE equipo 1	146
34.	Representación de la UCE equipo 2	147
35.	Diagrama ilustrativo de términos internacionales de comercio.....	153
36.	Diagrama unifilar SE ejemplo	173

TABLAS

I.	Relación entre aumento de la inversión y potencia en líneas de transmisión.....	15
II.	COyM de líneas y subestaciones expresados como porcentaje de su costo de construcción, según nivel de tensión	15
III.	Módulo de diseño del equipamiento de una UCE de bahía de conexión.....	121
IV.	Módulo de diseño de obra civil de una UCE de bahía de conexión.....	122

V.	Módulo de diseño de materiales de una UCE de bahía de conexión	123
VI.	Módulo de diseño de equipamiento de una UCE de infraestructura.....	127
VII.	Módulo de diseño de materiales de una UCE de infraestructura.	127
VIII.	Módulo de diseño de obra electromecánica de una UCE de infraestructura.....	129
IX.	Módulo de diseño de obra civil de una UCE de infraestructura ..	130
X.	Módulo de diseño de máquinas de una UCE de máquinas	133
XI.	Módulo de diseño de obra electromecánica de una UCE de máquinas	134
XII.	Módulo de diseño de obra civil de una UCE de máquinas.....	134
XIII.	Módulo de diseño de estructuras de una UCE de líneas de transmisión	138
XIV.	Módulo de diseño de conductores de una UCE de líneas de transmisión	139
XV.	Módulo de diseño de aislamiento de una UCE de líneas de transmisión	139
XVI.	Módulo de diseño de conjuntos de amarre, suspensión y varios, de una UCE de infraestructura	140
XVII.	Módulo de diseño de montaje de estructuras de una UCE de líneas de transmisión.....	141
XVIII.	Módulo de diseño de equipo de una UCE de equipos menores.	145
XIX.	Módulo de diseño de instalación de una UCE de equipos menores.....	145
XX.	Matriz de costos y módulos que componen una UCE de bahía de conexión	167
XXI.	Matriz de valorización de una UCE de bahías de conexión.....	169
XXII.	Desagregación del VNR de una UCE de bahías de conexión....	170

XXIII.	Matriz de valorización de las UCE de bahías de conexión en 69 kV de la SE ejemplo	175
XXIV.	Resumen del VNR de las UCE de bahías de conexión en 69 kV de la SE ejemplo	176
XXV.	Desagregación del VNR de las UCE de bahías de conexión en 13,8 kV de la SE ejemplo	176
XXVI.	Resumen del VNR de las UCE de bahías de conexión en 13,8 kV de la SE ejemplo	177
XXVII.	VNR de las bahías de conexión de la SE ejemplo	178
XXVIII.	Desagregación del VNR de las UCE de infraestructura de la SE ejemplo	179
XXIX.	Resumen del VNR de las UCE infraestructura de la SE ejemplo.....	181
XXX.	VNR de las infraestructuras de la SE ejemplo.....	181
XXXI.	Desagregación del VNR de la UCE de máquinas de la SE ejemplo.....	182
XXXII.	Resumen del VNR de la UCE de máquinas de la SE ejemplo....	183
XXXIII.	VNR de la máquina de la SE ejemplo	183
XXXIV.	Desagregación del VNR de las UCE de equipos menores de la SE ejemplo	184
XXXV.	Resumen del VNR de las UCE de equipos menores de la SE ejemplo.....	184
XXXVI.	VNR de los equipos menores de la SE ejemplo.....	185
XXXVII.	Resumen del VNR de la SE ejemplo.....	185
XXXVIII.	Desagregación del VNR de la UCE de línea de transmisión.....	187
XXXIX.	Resumen del VNR de la UCE de línea de transmisión	188
XL.	VNR de la UCE de línea de transmisión	189
XLI.	Composición del Peaje de la subestación ejemplo	196
XLII.	Composición del Peaje de la línea ejemplo.....	197

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
c/f	Conductor por fase
CMe	Costo medio de largo plazo
CMg	Costo marginal de largo plazo
kg	Kilogramo
km	Kilómetro
kV	Kilovoltio
kVA	Kilovoltio amperio
kW	Kilovatio
m	Metro
m²	Metro cuadrado
m³	Metro cúbico
ml	Metro lineal de construcción o material

MVA	Megavoltio amperio
MVA_r	Megavoltio amperio reactivo
MW	Megavatio
S	Relación entre el costo marginal de largo plazo y el costo medio de largo plazo
SE	Subestación
T_a	Tasa de amortización
T_o	Vida útil de las instalaciones de transmisión
T_r	Tasa de remuneración sin incluir impuestos
TR	Tasa de remuneración incluyendo impuestos
US\$	Dólares de los Estados Unidos de América
US\$/km	Dólares por kilómetro
US\$/U	Dólares por unidad
V	Voltio

GLOSARIO

AAAC	Acrónimo del inglés All Aluminum Alloy Conductor / conductor de aleación de aluminio.
AAC	Acrónimo del inglés All Aluminum Conductor / conductor de aluminio.
ACAR	Acrónimo del inglés Aluminium Conductor Alloy Reinforced / conductor de aleación de aluminio reforzado.
ACSR	Acrónimo del inglés Aluminum Conductor Steel Reinforced / conductor de aluminio con refuerzo de acero.
Administración	Proceso de planificar, organizar, dirigir y controlar el uso de los recursos y las actividades de trabajo organizacionales y de gerencia con el propósito de lograr los objetivos o metas de una empresa.
Agente del mercado	Son los generadores, comercializadores, distribuidores, importadores, exportadores y transportistas cuyo tamaño supere el límite establecido en el Reglamento de la Ley General de Electricidad.

Alta tensión	Nivel de tensión superior a sesenta mil (60 000) voltios.
AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
AOyM	Administración, operación y mantenimiento.
AT	Alta tensión.
Baja tensión	Nivel de tensión igual o inferior a mil (1 000) voltios.
Cadena de suministro eléctrico	Proceso mediante el cual se transforma la fuente de energía primaria a energía eléctrica en las centrales generadoras y es llevada hasta los consumidores finales.
Características económicas	Conjunto de cualidades, referentes a la gestión monetaria y financiera de una actividad.
Características técnicas	Conjunto de condiciones, cualidades, atributos y especificaciones relativas a la operación, construcción o detalles técnicos de una actividad o instalación.
CAT	Costo Anual de Transmisión.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
Consumidor	Individuo u organización que demanda y hace uso final de la energía eléctrica.

Costo	Gasto económico que representa la producción de un bien o prestación de un servicio.
Costo marginal	Costo resultante del aumento de una unidad en la cantidad producida; costo de la última unidad producida.
Costo medio	Costo promedio por unidad de producción.
COyM	Costos de operación y mantenimiento.
Distribuidor	Persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica.
Económicamente adaptado	Elemento dimensionado de forma tal de minimizar los costos totales de inversión, de operación y de mantenimiento y de pérdidas, para una determinada configuración de ofertas y demandas.
Eficiencia	Óptima utilización de los recursos disponibles para la obtención de resultados deseados.
Empresa transportista	Persona, individual o jurídica, poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad.

Energía eléctrica	Forma de energía resultante de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica entre ambos.
Estándar	Instalación que reúne las características comunes a la mayoría.
FRC	Factor de recuperación de capital.
Generador	Persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, que comercializa total o parcialmente su producción de electricidad.
<i>Incoterms</i>	Acrónimo del inglés international commercial terms / términos internacionales de comercio, normas de condiciones de envío entrega de las mercancías y productos.
Inversión	Acto mediante el cual se adquieren ciertos bienes o se pone capital en riesgo, con el ánimo de obtener ingresos o rentas a lo largo del tiempo.
IPC	Índice de precios al consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadística de Guatemala.
IPP	Índice de Precios al Productor publicado por el Instituto Nacional de Estadística de Guatemala.

ISR	Impuesto sobre la renta.
LGE	Ley General de Electricidad.
Mantenimiento	Actividad destinada a la prevención y corrección de fallas en un equipo o instalación eléctrica.
Marco legal	Conjunto de leyes, reglamentos y normas que rigen y determinan la realización de una actividad.
<i>MCM</i>	Acrónimo del inglés Miles of Circular Mills / miles de milímetros circulares.
Media tensión	Nivel de tensión superior a mil (1 000) voltios, y menor o igual a sesenta mil (60 000) voltios.
MEM	Ministerio de Energía y Minas de Guatemala.
Mercado eléctrico	Conjunto de transacciones de compra y venta de bienes y servicios relacionados al suministro de energía eléctrica.
Metodología	Conjunto de procedimientos racionales utilizados para la consecución de uno o varios objetivos.
Modelar	Representación estandarizada y esquematizada de un elemento.

Monopolio	Situación del mercado donde solo existe un proveedor para un producto o servicio.
NCC	Norma de Coordinación Comercial del Administrador del Mercado Mayorista.
NCO	Norma de Coordinación Operativa del Administrador del Mercado Mayorista.
Nodo	Punto común o de unión de dos o más elementos de una red eléctrica.
OLTC	Acrónimo del inglés On Load Tap Changer / cambiador de tomas bajo carga.
Operación	Conjunto de acciones destinadas a la maniobrabilidad, funcionamiento y estabilidad de un sistema eléctrico.
OPGW	Acrónimo del inglés Optical Ground Wire / cable de guarda con fibra óptica.
Óptimamente dimensionado	Instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere.

Peaje	De acuerdo al Artículo 6 de la Ley General de Electricidad, corresponde al pago que devenga el propietario de las instalaciones de transmisión o transformación por permitir el uso de dichas instalaciones, para la transportación de potencia y energía eléctrica por parte de terceros.
PLC	Acrónimo del inglés Power Line Carrier / línea de corrientes portadoras.
Potencia eléctrica	Relación entre la energía eléctrica, producida o consumida, por unidad de tiempo.
PPI	Acrónimo del inglés Producer Price Index / índice de precios al productor, publicado por el Bureau of Labor Statistics de los Estados Unidos de América
Precio	Valor asignado a la obtención de un bien o servicio.
RAMM	Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.
Regulación	Establecimiento de normas, reglas o leyes dentro de un determinado ámbito con el objetivo de mantener un orden, llevar un control y garantizar los derechos y obligaciones de los integrantes.
RLGE	Reglamento de la Ley General de Electricidad.

SCADA	Acrónimo del inglés Supervisory Control And Data Acquisition / sistema de supervisión, control y adquisición de datos.
Servidumbre	Pago realizado con el fin de construir obras e instalaciones para la generación, transporte y distribución de energía eléctrica; asimismo, se considera como el pago para permitir el paso de una línea de transmisión de energía eléctrica y la limitación del uso del terreno adyacente a dicha línea.
Sistema de transmisión	Líneas de transmisión y subestaciones eléctricas, entre el punto de entrega del generador y el punto de recepción del distribuidor o de los grandes usuarios.
STEE	Servicio de Transporte de Energía Eléctrica.
Subsector eléctrico	Subdivisión económica parte del segmento de energía y minas dentro del cual se desarrollan las actividades relacionadas al consumo y producción de energía eléctrica.
TC	Transformador de corriente.
Terreno	Espacio físico geográfico sobre el cual se encuentra construida una subestación.
Terreno rural	Cualquier zona que no cumpla con las especificaciones de urbana.

Terreno urbano	Zona caracterizada por su alta densidad de población, así como por tener los servicios básicos y estar dotada de infraestructuras, ubicada en poblaciones que son cabeceras departamentales y/o municipales o en su defecto aglomeraciones poblacionales donde la distancia entre las viviendas es menor a 50 metros.
TP	Transformador de potencial.
UCE	Unidad de Construcción Estándar.
Valorización	Equivalente a obtener o calcular el Valor Nuevo de Reemplazo de una instalación de transmisión de energía eléctrica.
Verticalmente integrada	Empresa que realiza las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de energía empresa como una única entidad.
VNR	Valor Nuevo de Reemplazo.
Voltaje	Magnitud física que cuantifica la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos.

RESUMEN

A través de este estudio se presenta una reseña de la evolución del sector eléctrico en Guatemala, desde que fuera realizada por empresas constituidas verticalmente que efectuaban todas las actividades de la cadena de suministro eléctrico (desde la generación hasta la distribución de energía) actuando de forma monopólica e individual, y la actividad de transmisión de energía eléctrica era únicamente un eslabón más dentro de dicha cadena; hasta el mercado en competencia que se conoce actualmente.

Asimismo, se describen los aspectos económicos presentes en el sector de energía eléctrica, específicamente, en la actividad de transmisión de energía, entre estos aspectos económicos es posible mencionar: las economías de escala presentes dentro de la actividad de transmisión de energía, las altas inversiones iniciales, los costos hundidos de la actividad y la especialización de los equipos, entre otros, determinan esta condición de monopolio natural que, como tal, debe ser regulado.

Ante esta situación, se hace énfasis en el tratamiento especial para dicha actividad, en cuanto al desarrollo, la gestión, planificación y, especialmente, lo referente a los ingresos que recibirá la empresa transportista de energía por la prestación del servicio; es de esta cuenta que, la metodología del cálculo de los ingresos de una empresa de transmisión de energía eléctrica actuando dentro de un marco regulado, con base en las unidades de construcción y Valor Nuevo de Reemplazo, constituirán el eje central del contenido que se expondrá durante el desarrollo de presente trabajo de graduación.

Esta metodología, para el cálculo de la remuneración que una empresa transportista recibirá por la utilización de sus instalaciones, será explicada y desarrollada en cuatro capítulos, estructurados de la siguiente forma:

En el capítulo 1 se desarrolla lo referente al marco situacional en el cual se sitúa la actividad de transmisión de energía eléctrica en Guatemala, partiendo de una reseña histórica de la industria de energía eléctrica, para luego explicar las características económicas que presenta la actividad, describir el mercado eléctrico y, por último, el marco legal y regulatorio al cual se encuentra afecta.

En el capítulo 2 son descritas las características técnicas de la actividad de transmisión de energía eléctrica en cuanto a su constitución; listando y haciendo una breve referencia a las principales instalaciones y equipos destinados para el transporte, que son mayormente utilizados en Guatemala y las consideraciones relacionadas a la gestión técnica de una empresa de transmisión de energía eléctrica.

El capítulo 3 se describe el desarrollo y conceptualización de la metodología de Unidades de Construcción Estándar, iniciando con la definición de este término y la explicación de su uso, el detalle de los elementos necesarios para utilizar esta metodología y su forma de utilización, el diseño conceptual de las unidades, la relación que estas guardan con las instalaciones de transmisión y, por último, se ejemplifica su aplicación a través de una instalación real.

El capítulo 4 trata acerca del Valor Nuevo de Reemplazo y el Peaje, se definiendo los términos y componentes de estos conceptos, así como, las consideraciones legales que justifican su utilización en Guatemala. Se ejemplifica la obtención del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones

modeladas por medio de las Unidades de Construcción Estándar, el cálculo del Peaje por dichas instalaciones y, por último, se manifiesta lo referente a la actualización del Peaje.

OBJETIVOS

General

Proponer una metodología de Unidades de Construcción Estándar para obtener el Valor Nuevo de Reemplazo, que permita el cálculo de Peajes de transmisión de energía eléctrica.

Específicos

1. Explicar las bases regulatorias establecidas en la legislación guatemalteca que hacen referencia a la actividad de transmisión de energía eléctrica, Peajes y Valor Nuevo de Reemplazo.
2. Explicar el proceso de diseño conceptual, modelación y estandarización de las Unidades de Construcción Estándar.
3. Aplicar la metodología de Unidades de Construcción Estándar para la obtención del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión de energía eléctrica.
4. Utilizar la metodología de Unidades de Construcción Estándar para el cálculo del Peaje por el uso de las instalaciones de transmisión de energía eléctrica.

INTRODUCCIÓN

Hasta finales de la década de los noventa, la industria eléctrica de Guatemala se encontraba caracterizada por un sistema de integración vertical por parte de las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica; por un lado el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) y, por el otro, la Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima (EEGSA) cubrían la generación, transporte y distribución de la energía en la mayor parte del país, el INDE en las áreas rurales y la EEGSA en área sur y metropolitana, específicamente.

Fue hasta ese entonces que la industria eléctrica comenzó con los cambios políticos y estructurales que la han llevado hasta el subsector eléctrico que se desarrolla en un mercado de competencia tal y como existe en la actualidad.

Derivado de esta reestructuración y cambios surgidos a partir de tendencias económicas de liberalización y privatización de los servicios antes prestados por el Estado (energía eléctrica, telecomunicaciones, agua, transporte, etcétera), la industria eléctrica sufrió cambios importantes en cuanto a su conceptualización; la desintegración de las empresas verticales a empresas separadas y destinadas a realizar actividades de la cadena del suministro eléctrico claramente identificadas (como el transporte de energía eléctrica), junto con la nueva legislación dictada por la Ley General de Electricidad, su Reglamento y demás normativa, e igual de importante, la creación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica como ente regulador de la actividad, dieron un nuevo esquema y dinamismo al sector.

Como es de esperarse, la actividad de transmisión de energía eléctrica sufrió cambios importantes en cuanto a su desarrollo. La creación del mercado mayorista de energía eléctrica introdujo competencia en las actividades de generación y comercialización de energía, pero dadas las condiciones de monopolio natural que son inherentes a las actividades de distribución, y desde luego, la actividad de transmisión, éstas pasan a ser actividades reguladas.

Es así como la transmisión de energía eléctrica se desarrolla como una actividad regulada dentro de un mercado de competencia; esta condición le da un tratamiento especial dentro del sector, en cuanto a su operación, planificación y desarrollo, pero, más importante, requiere un tratamiento diferente en cuanto a los precios por la prestación del servicio y la remuneración que recibirá la empresa de transporte por sus instalaciones y la recuperación de los costos en los cuales incurre prestando el servicio.

1. MARCO SITUACIONAL DE LA TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA

La industria eléctrica en Guatemala, desde su concepción hasta el presente, ha estado sujeta a diversidad de cambios no solo técnicos en cuanto a infraestructura, operación y equipamiento derivados de avances tecnológicos, sino que también, a cambios de índole administrativa, política y económica que derivaron de tendencias internacionales; en este último sentido, se observan dos situaciones claramente diferenciables, una tendencia en la cual las actividades desde la generación de energía hasta su consumo eran realizadas en forma centralizada por una única empresa, ya sea estatal o privada, la cual se encontraba verticalmente integrada, actuando en una situación monopólica; y otra tendencia en la que, se libera la industria conformando un mercado eléctrico, introduciendo la competencia donde es posible y regulando las actividades constituidas como monopolios.

La industria eléctrica en Guatemala, desde su inicio, se conformó como un monopolio en donde se constituyeron empresas verticalmente integradas que realizaban las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, asimismo, las actividades de planificación eran realizadas de forma centralizada y las tarifas de energía eléctrica eran fijadas de acuerdo a decisiones unilaterales que derivaban en esencia del costo del servicio y condiciones políticas, cuyo fin era garantizar la recuperación de las inversiones realizadas y el cubrimiento de los costos incurridos por las empresas en la prestación del servicio.

Dentro de este marco de integración vertical, la transmisión de energía eléctrica era un eslabón más dentro de la industria, su operación y planificación se realizaban por empresas, generalmente, propietarias de las instalaciones de generación, en busca de eficiencia técnica, más no siempre económica.

Esta tendencia de centralización de las actividades de la industria eléctrica no mostró ser la forma más eficiente. La causa de su disfuncionalidad está dada, principalmente, por razones de carácter económico: insatisfacción producida en los consumidores, aumento de las tarifas y diferencias apreciables entre los precios de la electricidad ofrecidos por distintas empresas; razones técnicas: falta capacidad de generación, cortes y racionamiento de la energía; y razones políticas: arbitrariedad; en cuanto al acceso y entrada de nuevas empresas en la industria y una deficiencia, en cuanto a la cobertura del servicio en muchas regiones de país.

Luego de haberse mostrado la deficiencia de este sistema de integración vertical y derivado de tendencias económicas internacionales de liberalización de los sectores de servicios públicos, antes realizados por el Estado (como el caso de las telecomunicaciones, el gas, el agua, transporte, etcétera), a partir de la década de los noventa se inició la modernización y cambios de la industria eléctrica en Guatemala, pasando de un sistema monopólico integrado verticalmente, hacia un sistema donde se introduce la competencia entre empresas, provocando la desintegración de las empresas verticales en empresas separadas con actividades definidas, permitiendo la privatización de las empresas estatales, con lo cual, da inicio la regulación de la industria eléctrica del país.

Estos cambios crearon un nuevo paradigma y conceptualización de la industria eléctrica en donde se identifican diversas actividades con

características especiales y diferentes: generación, comercialización, transmisión y distribución de energía; pudiéndose introducir competencia en las primeras dos, y dadas las condiciones técnicas y económicas de las restantes, se constituyen monopolios, los cuales, pasan a ser regulados; es de esta cuenta que se crean empresas destinadas a cada una de estas actividades.

Cada uno de los cambios y tendencias por las cuales ha pasado la industria eléctrica de Guatemala, han dado forma y definido las características de las actividades que conforman el actual subsector eléctrico guatemalteco, no excluyéndose de estos cambios a la actividad de transmisión de energía eléctrica, una actividad con características técnicas y económicas propias y diferentes, que hacen de la misma una parte esencial dentro de la industria; una actividad que requiere una especial atención en cuanto a sus características de constitución, administración y remuneración.

1.1. La actividad de transmisión de energía eléctrica

Independientemente si se realiza por una sola empresa verticalmente integrada en la denominada industria eléctrica tradicional o realizada dentro del nuevo paradigma de competencia por un grupo de empresas en un mercado de electricidad, la actividad de transmisión de energía eléctrica es aquella cuyo fin es el transporte de energía eléctrica desde los centros de producción de energía hasta los centros de consumo, interconectando eléctricamente a generadores y consumidores; es la parte de la cadena de suministro de energía eléctrica que se encarga de transportar la energía eléctrica producida en las centrales generadoras, que por lo general, se encuentran a grandes distancias, hasta los lugares donde será utilizada. Para realizar esta actividad se utilizan equipos e instalaciones especializados para este fin, tales como: líneas de transmisión y subestaciones de derivación, subestaciones de maniobra, subestaciones de

transformación que aumentan o reducen el nivel de voltaje y equipos de protección, maniobras y control. Conforman las instalaciones de transmisión: transformadores de potencia, interruptores, reguladores de voltaje, bancos de capacitores y relevadores de protección; estos son algunos de los equipos destinados específicamente a la actividad de transmisión de energía eléctrica.

De acuerdo al Artículo 44 del Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE), la transmisión de energía eléctrica es la actividad, sujeta a autorización, que tiene como objetivo vincular eléctricamente a los generadores con los distribuidores o grandes usuarios y puntos de interconexión con los sistemas eléctricos de países vecinos, utilizando instalaciones propiedad de transportistas u otros agentes del mercado mayorista.

La transmisión de energía eléctrica forma parte de la cadena de suministro de energía eléctrica; este es el proceso mediante el cual, se transforma la fuente de energía primaria a energía eléctrica en las centrales generadoras y es llevada hasta los consumidores finales; la fuente de energía primaria puede ser:

- Energía cinética del agua, el viento o el mar
- Energía química del diesel o del bunker
- Energía térmica obtenida con la quema de carbón o bagazo de caña
- Energía geotérmica aprovechando las fuentes de calor natural
- Energía solar
- Energía nuclear, entre otros

Luego de transformada la energía primaria a energía eléctrica, el siguiente paso es llevar esta energía desde donde es producida, hasta los lugares donde será consumida. La red de transporte de energía eléctrica es la parte de la cadena de suministro eléctrico que realiza esta función. Por lo general, las distancias a través de las cuales se transporta la energía, pueden llegar a ser del orden de cientos de kilómetros, y dadas las características técnicas en cuanto la reducción de pérdidas de energía y potencia y las características económicas en el sentido de reducción de costos de transporte por unidad de energía y potencia transportada, el transporte de energía eléctrica se realiza en voltajes elevados (60 kV en adelante); las líneas de transmisión son las encargadas de realizar el recorrido desde un punto a otro, y las subestaciones eléctricas, albergan los equipos de protección, control y transformación que se encargan de aumentar o disminuir el voltaje para seguir transmitiendo la energía eléctrica hasta que llega a los centros de consumo, y nuevamente, es transformado el nivel de voltaje, reduciéndolo a niveles necesarios para la distribución de la energía.

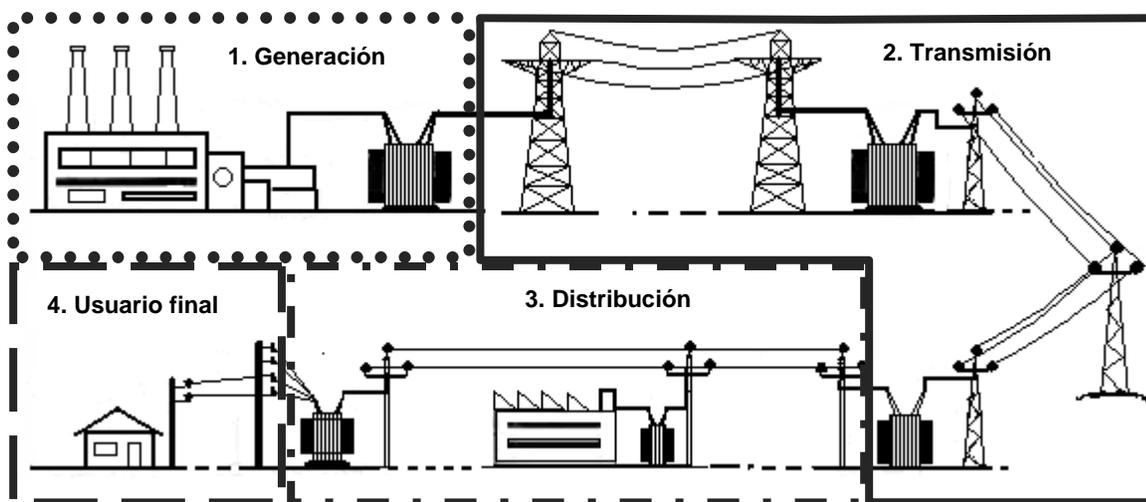
La distribución de energía eléctrica, es la actividad encargada de llevar la energía eléctrica desde los centros de transformación hasta el usuario final; es la parte del suministro de energía eléctrica que une al usuario final con la red de transmisión eléctrica. Está constituida por las redes de media tensión (voltajes menores de 60 kV hasta 1 kV) y baja tensión (voltajes de 1 kV o menos) así como los centros que transforman el voltaje de media a baja tensión.

El usuario final es el motivo por el cual fue producida la energía eléctrica, es ahí donde la energía eléctrica se utiliza y es transformada nuevamente en energía mecánica, energía térmica o en iluminación, dándosele la variedad de usos que la energía eléctrica tiene, que van, desde entretenimiento, hasta usos

industriales o comerciales; este es el punto final de la cadena de suministro de energía eléctrica y es donde la energía es aprovechada.

Esquemáticamente, la cadena de suministro de energía eléctrica se muestra en la figura 1.

Figura 1. Cadena de suministro de energía eléctrica



Fuente: es.wikipedia.org/wiki/Sistema_de_suministro_el%C3%A9ctrico. Consulta 10-11-11.

Dentro de la cadena de suministro de energía eléctrica, la actividad de transmisión de energía eléctrica se diferencia de los demás eslabones, no solamente en el ámbito técnico, como es de esperarse, sino que presenta un régimen económico diferente al que pudieran presentar las otras actividades; es aun diferente en varios sentidos a la actividad de distribución de energía, con la que guarda algún grado de similitud.

1.2. Régimen económico de la actividad de transmisión de energía eléctrica

La actividad de transmisión de energía eléctrica está caracterizada por un régimen económico que hace que requiera un análisis y tratamiento diferente entre las otras actividades que forman parte de la cadena de suministro eléctrico, dándole los parámetros característicos que hacen que la misma tenga un trato especial y diferente frente a otras actividades que, aun compartiendo algunas, no pueden ser consideradas completamente iguales, dentro de éstas se pueden mencionar:

- **Costos de inversión inicial altos:** la actividad de transmisión de energía eléctrica se caracteriza por una alta inversión inicial, derivado del grado de especialización de los equipos y materiales que son utilizados para este fin, en este sentido, las inversiones pueden ser del orden de millones de dólares.
- **Larga vida útil de las instalaciones:** una característica especial de las instalaciones de transmisión de energía eléctrica es su longevidad, transformadores de potencia en operación por más de treinta años, líneas de transmisión y subestaciones que han estado en servicio durante períodos de tiempos mayores, confirman esta afirmación.
- **Instalaciones especializadas:** un equipo destinado para la transmisión de energía eléctrica, rara vez puede ser utilizado para otra actividad que no sea su fin, dicho esto, el equipo e instalaciones construidos serán destinados única y exclusivamente para la transmisión de energía, contándose pocas excepciones a esta aseveración.

- Valor de rescate mínimo o nulo de las instalaciones: en la mayoría de casos, al final de la vida útil de las instalaciones no existe un valor de recuperación, ya que el equipo o instalación ha quedado obsoleto y sus características ya no son compatibles con las tecnologías actuales, además, ha sido dañado y su costo de reparación es demasiado costoso, asimismo, la práctica ha demostrado que es económicamente inviable el desmontaje de las instalaciones al momento de pasar a desuso, siendo mayor el costo de desinstalación que el de recuperación por reciclaje, reutilización u otra actividad que pudiera generar un ingreso al fin de la vida útil.
- Riesgo relativamente bajo en cuanto a la recuperación de la inversión: comparado con el resto de actividades de la cadena de suministro de energía eléctrica, el transporte presenta riesgos de recuperación de la inversión menores, los cuales, son derivados de la dinámica especial de la actividad y la condición monopólica y de exclusividad de la prestación del servicio.
- Recuperación de la inversión a largo plazo: en este sentido se observa una recuperación de la inversión en períodos que van desde diez hasta veinte años; esta aseveración está relacionada con la vida útil de los equipos así como con el bajo riesgo de recuperación de inversión mencionados en los puntos anteriores; la combinación de estas dos características junto con la teoría económica que dicta que a menor riesgo, menor ganancia, determinan esta aseveración.
- Mecanismos de recuperación de inversión: existen dos mecanismos principales, el primero va asociado a la transacción de energía (generación, importación o exportación), ya que el interesado construye

sus propias instalaciones de transmisión para la venta o compra de energía, de esta forma la recuperación de la inversión y costos de operación son trasladados al precio de la energía transada a través de las instalaciones. La segunda comprende exclusivamente la remuneración por la prestación del servicio de transporte propiamente dicha, ya que la empresa de transporte que construye las instalaciones fija o negocia el costo por la utilización de sus instalaciones por parte de terceros, o bien, en un marco regulado, le es fijado dicho precio; es este segundo mecanismo de recuperación de inversión, el cual es de interés y es desarrollado en el presente estudio.

Todas estas características inherentes a la actividad de transmisión de energía eléctrica, llevan a definirla y tratarla con dos rasgos económicos importantes y que son los motivos principales por los cuales la actividad es regulada, por un lado, se considera la misma como un monopolio natural y, por el otro, la actividad presenta una fuerte economía de escala.

1.3. La transmisión de energía eléctrica como monopolio natural

Tal y como se indicó al final del apartado anterior, se considera a la actividad de transmisión de energía eléctrica monopolio natural, ya que presenta economías de escala; para una mejor comprensión de esta aseveración, y para demostrar que la actividad de transmisión de energía eléctrica cuenta con estas dos características económicas, se definirán los conceptos de economía de escala y monopolio.

1.3.1. Economía de escala

Una actividad presenta economías de escala cuando sus costos medios de largo plazo son decrecientes con los niveles de producción, lo que se traduce en costos marginales (CMg) de largo plazo menores a los costos medios (CMe) de largo plazo. En consideración de los costos unitarios, se definen tres conceptos asociados, los cuales son:

- Economías de escala crecientes: donde un aumento de la producción va de la mano de una disminución de los costos unitarios.
- Economías de escala decrecientes: donde un aumento de la producción va de la mano de un aumento de los costos unitarios.
- Retornos constantes a escala: cuando un aumento de la producción no altera los costos unitarios

Se define S como la relación entre los costos medios de largo plazo y los costos marginales de largo plazo:

$$S = CMe/CMg \quad (\text{ec. 1.1})$$

Donde si:

$S > 1$: existen economías de escala crecientes.

$S = 1$: existen retornos constantes a escala.

$S < 1$: existen economías de escala decrecientes

1.3.2. Monopolios

El término monopolio es definido como una situación del mercado donde sólo existe un proveedor para un producto o servicio. Los monopolios se caracterizan por la falta de competencia para el bien o servicio que proveen y por la carencia de un sustituto viable.

Se consideran diferentes tipos de monopolio, entre los que se pueden mencionar: legal, de eficiencia, natural, local, etcétera; considerando los alcances del presente trabajo y la concordancia con las características de la actividad de transmisión de energía eléctrica, se describirá únicamente el monopolio natural.

Un monopolio natural ocurre cuando las economías de escala son de tal magnitud, que una única empresa es capaz de satisfacer toda la demanda de forma más eficiente y económica que un grupo de empresas en competencia.

Los monopolios naturales nacen en industrias con altos costos de capital relativo a los costos variables y al tamaño del mercado, generando grandes barreras de entrada para otras empresas, dicho de otra manera, una actividad es un monopolio natural cuando los costos de capital son tan altos que deja de ser viable para una segunda empresa ingresar al mercado y competir por el mismo bien o servicio.

En la mayoría de las industrias, el costo marginal disminuye debido a las economías de escala. Un monopolio natural tiene una estructura de costos con enormes costos fijos, pero costos marginales constantes, fijos y pequeños.

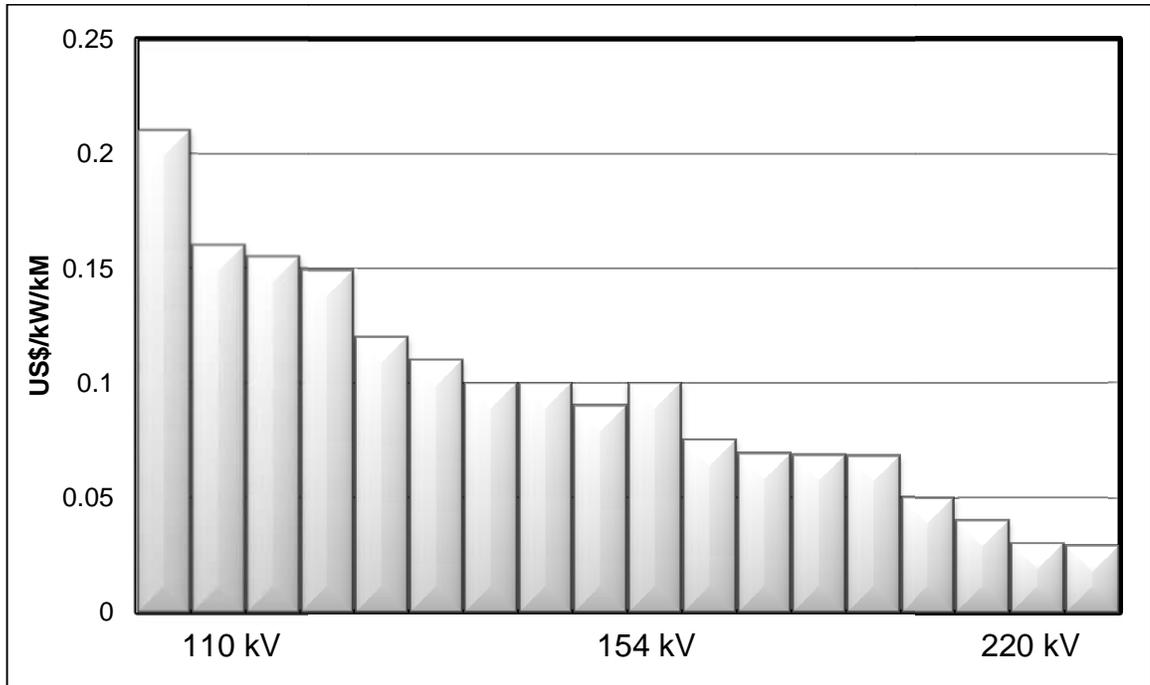
1.3.3. Economías de escala en la actividad de transmisión de energía eléctrica

Históricamente se ha considerado la transmisión de energía eléctrica como un monopolio natural, las razones para esta consideración, van al lado de las economías de escala que se presentan en la actividad.

En efecto, los datos empíricos muestran una disminución en los costos marginales a medida que la capacidad de transmitir energía de la línea aumenta; esto quiere decir, que el costo de transmitir una unidad de potencia extra por una línea, disminuye al aumentar la tensión, y por tanto, el aumento de tensión, también aumenta su capacidad y costo; esta aseveración indica que al realizar una inversión mayor para la construcción de una línea de transmisión de mayor capacidad, el costo final de cada unidad de potencia transmitida es menor que el de una línea de menor capacidad.

La figura 2 muestra la idea expresada en el párrafo anterior, comparando el costo total de líneas de diferentes tensiones, más los costos de operación y mantenimiento (COyM) en dólares de los Estados Unidos de América por cada unidad de potencia transmitida por kilómetro (US\$/kW/km); en otras palabras, compara el valor de transmitir por un kilómetro de la línea de transmisión una unidad de potencia.

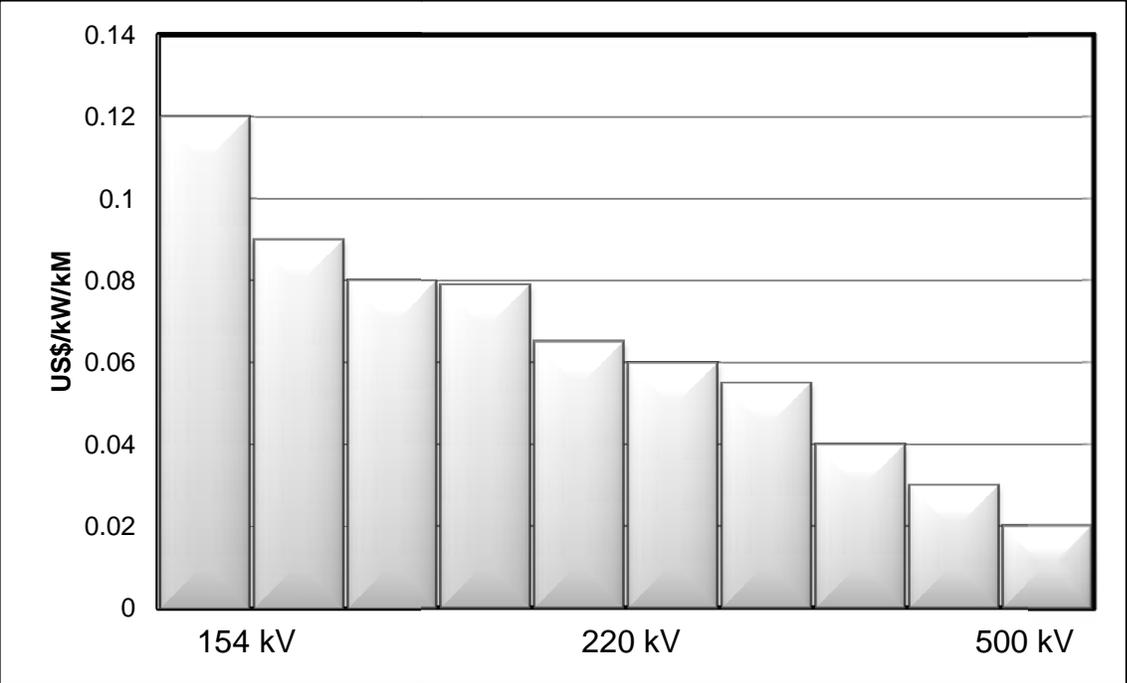
Figura 2. **Comparación de costos por unidad de potencia transmitida por kilómetro en líneas de transmisión de aluminio en circuito simple**



Fuente: FIERRO G., Adolfo, VARGAS M., Gabriela. *Licitaciones en transmisión troncal... ¿eficiencia económica?*, p. 7.

De igual forma, la figura 3 muestra el costo de transmitir por un kilómetro, una unidad de potencia en US\$ de acuerdo a la tensión de la línea, para líneas de aluminio en circuito doble. Como el gráfico lo muestra, existe una progresiva disminución en los costos al aumentar la tensión. El costo por transportar una unidad de potencia en la línea que requirió una mayor inversión (500 kV) resulta ser la sexta parte del valor transportar una unidad de potencia en la línea que requirió una inversión menor (154 kV).

Figura 3. **Comparación de costos por unidad de potencia transmitida por kilómetro en líneas de transmisión de aluminio en doble circuito**



Fuente: FIERRO G., Adolfo, VARGAS M., Gabriela. *Licitaciones en transmisión troncal... ¿eficiencia económica?*, p. 7.

En el caso de líneas de doble circuito (ver figura 3) la tendencia es la misma que en los casos anteriores, a mayor tensión e inversión en la línea de transmisión, menor costo por unidad de potencia transportada.

La tabla I muestra que el aumento de la inversión para obtener una mayor capacidad de transporte de energía en una línea de transmisión, se ve reflejado en un aumento de capacidad que es notablemente mayor a la inversión realizada, con esto se quiere decir, que el aumentar la inversión en un 72% no

refleja un aumento lineal en la capacidad de 72%, sino que, el aumento de la capacidad puede ir de un 200% a un 300%, (ver tabla I).

Tabla I. Relación entre aumento de la inversión y potencia en líneas de transmisión

Aumento de voltaje	Aumento de inversión	Aumento de potencia
110 --> 154 kV	72%	300%
154 --> 220 kV	33%	190%
220 --> 500 kV	143%	117%

Fuente: FIERRO G., Adolfo, VARGAS M., Gabriela. *Licitaciones en transmisión troncal... ¿eficiencia económica?*, p. 8.

La misma tendencia se observa en la tabla II, para el caso de las subestaciones de transformación y maniobra, a mayor voltaje, el costo de operación y mantenimiento (COyM) disminuye con relación al costo de construcción de la instalación.

Tabla II. COyM de líneas y subestaciones expresados como porcentaje de su costo de construcción, según nivel de tensión

Nivel de voltaje	COyM subestaciones	COyM líneas de transmisión
500 kV	2,7%	1,9%
220 kV	3,0%	2,1%
154 kV	3,3%	2,3%
110 kV	3,6%	2,5%
66 kV	4,0%	2,8%
23 - 13 kV	4,7%	3,4%

Fuente: FIERRO G., Adolfo, VARGAS M., Gabriela. *Licitaciones en transmisión troncal... ¿eficiencia económica?*, p. 9.

A través de estos datos, queda claramente establecido que existen importantes economías de escala a nivel de transmisión de energía eléctrica, éstas vienen dadas por costos unitarios decrecientes con el aumento de la capacidad de la línea. Esto indica que resulta más económico realizar una mayor inversión en una línea de mayor tensión y capacidad, que construir dos o más líneas de menor capacidad, de aquí la premisa que indica que es más eficiente que una única empresa transportista construya una línea de transmisión entre dos puntos y no que existan dos empresas diferentes compitiendo por los derechos de transmisión entre estos mismos puntos.

1.3.4. Transmisión de energía eléctrica: un monopolio natural con economía de escala

Como se demostró en el apartado anterior, la transmisión de energía eléctrica presenta economías de escala de gran magnitud, es económicamente más eficiente contar con una sola línea operando que dos o más de menor capacidad, de esta forma, es más eficiente a nivel de costos, que exista sólo una empresa encargada de construir y operar una línea, que dos o más empresas en competencia. De esta forma se configura la descripción de monopolio natural.

Las economías de escala en la actividad de transmisión de energía eléctrica, se dan como resultado de la configuración física de las líneas y subestaciones, y no sobre la administración de éstas, esta afirmación permite establecer con mejor exactitud el alcance del monopolio. Si bien podrían existir economías de escala en la administración de las líneas de transmisión y las subestaciones (redundancia de equipos y mantenimiento), éstas no son significativas, siendo probablemente, mucho menores que la economía de

escala que se da en la construcción de las mismas y los costos de operación y mantenimiento a largo plazo.

Esto indica que las economías de escala, y por tanto el monopolio natural, son a nivel de cada línea de transmisión por separado y no a nivel del conjunto de líneas de una red.

Esto posibilita la existencia de distintas empresas construyendo y administrando distintas líneas, manteniendo una condición de exclusividad entre dos nodos, estas empresas no compiten entre sí, puesto que son monopolios individuales, esta configuración de mercado permite seguir aprovechando las economías de escala presentes de forma inherente en el sector.

Por lo anteriormente expuesto, es posible asegurar que las economías de escala a nivel del sector transmisión configuran la existencia de un monopolio natural. La naturaleza de las economías de escala indica que tales economías subyacen a nivel de línea de transmisión y no a nivel de toda la red.

1.4. Mercado eléctrico

Para efectos y de acuerdo a los objetivos del presente trabajo, se definirá como mercado a cualquier conjunto de transacciones o acuerdos de negocios entre compradores y vendedores. Por lo tanto, un mercado eléctrico será aquel conjunto de transacciones de compra y venta de bienes y servicios relacionados al suministro de energía eléctrica, dichos bienes corresponden a la energía eléctrica propiamente dicha, la potencia eléctrica, así como servicios auxiliares y servicios relacionados al transporte y distribución de electricidad.

1.4.1. Descripción de un mercado eléctrico

Todos los mercados funcionan equilibrando la oferta y la demanda: esto sucede con bienes como vehículos, alimentos, servicios tales como reparación de maquinaria, entretenimiento, etcétera, pero el mercado eléctrico tiene una característica dinámica especial: el bien o servicio a transar, entendiéndose que la energía presenta la particularidad de no ser eficiente o económicamente viable el almacenamiento de éstos cuando hay excedente para ser utilizados en otro momento, dicho de otra forma, la energía debe ser consumida al mismo tiempo que se produce, igualando la oferta y la demanda en un proceso dinámico donde lo que se produce debe ser igual a lo que se consume en todo momento.

Actualmente, desde el punto de vista de la generación de energía eléctrica, el mercado eléctrico se basa en la competencia entre las empresas, y tiene como objetivo incrementar la calidad del suministro y hacer que los precios se regulen y fijen por el mismo mercado, en un ambiente libre que busque la eficiencia tanto técnica, como económica.

Este mercado de competencia implica que muchas decisiones que antes se tomaban de forma centralizada (como la autorización de construcción de nuevas centrales generadoras y expansión del sistema de transmisión de energía), ahora se dejan a criterio de las empresas públicas estatales, privadas o mixtas, sin más limitaciones que las que establece la normativa específica para cualquier instalación de su tipo.

Es importante señalar que, también existe ahora la libertad de los consumidores con cierta demanda, para elegir la empresa suministradora que deseen, en función de la calidad de suministro y el precio que ofrezcan,

naciendo con esta premisa el concepto de comercializador de energía. Esta liberalización se ha implantado progresivamente, partiendo de un sistema verticalmente integrado donde un sólo agente realizaba todas las actividades de la cadena de suministro eléctrico (generación, transmisión, distribución y comercialización de energía y potencia), hasta un sistema de mercado donde se introduce la competencia en las actividades de generación y comercialización, que es en donde es posible dicha competencia.

1.4.2. Funcionamiento del mercado eléctrico

Las empresas que generan o comercializan electricidad hacen ofertas de venta de determinadas cantidades de energía a determinado precio, ante estas ofertas, los consumidores calificados, empresas comercializadoras de energía que representan a consumidores calificados y las empresas distribuidoras que representan a los consumidores no calificados, están obligados a cubrir su demanda de energía y potencia mediante el establecimiento de contratos a término o de futuros, con empresas generadoras o comercializadoras de energía, constituyendo así el Mercado a Término, siendo este el mecanismo principal en la compra y venta de energía y potencia en un mercado. Asimismo, existe el denominado Mercado Spot o de Oportunidad, en el cual las empresas que generan energía eléctrica u otros agentes del mercado, declaran energía disponible a determinado costo y a determinada hora del día, dicha energía disponible es utilizada para cubrir la demanda de otros agentes que la necesiten, para esto se eligen las ofertas desde la más barata hasta la más cara, hasta satisfacer toda la demanda. El precio de la energía será el de la última oferta (costo marginal). No obstante, cabe mencionar hasta la liberalización completa del mercado, los consumidores no calificados pagarán tarifas eléctricas fijadas por el regulador.

Para el caso de Guatemala, el diseño y concepción del mercado rige su intercambio mediante el Mercado de Contratos a Término o de futuros, y el Mercado de Oportunidad o spot, tal y como se describió en el párrafo anterior. Los agentes tienen libertad de adquirir sus requerimientos de potencia y energía (o la colocación de su producción) con todos los otros agentes. Las distribuidoras deben garantizar en el Mercado a Término el suministro a sus usuarios regulados.

Dentro del mercado eléctrico, las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica son monopolios naturales, motivo por el cual, los precios de estas actividades son regulados, más no así los precios de energía y potencia declarados por los agentes generadores y comercializadores a los cuales tiene acceso los consumidores.

1.4.3. Administración, coordinación y regulación de un mercado eléctrico

Para realizar este hecho, debe existir un ente independiente cuya finalidad sea la administración y operación del mercado denominado administrador del Mercado, el administrador del mercado se encarga de la elaboración del programa diario de funcionamiento del sistema, coordinando las ofertas y las demandas disponibles. El administrador del mercado podrá estar constituido por una comisión de representantes de los participantes del mercado, tales como: generadores, transportistas, distribuidores, comercializadores y consumidores calificados para comprar directamente en el mercado o por otros integrantes que sean determinados de acuerdo a la normativa de cada mercado.

Será función del Administrador del Mercado garantizar la continuidad y la seguridad del suministro a corto, mediano y largo plazo, realizando la

coordinación de las centrales generadoras con base en la demanda del sistema, todo esto al menor costo posible. Adicional a la administración y coordinación, será función del Administrador del Mercado, la liquidación y gestión de las transacciones económicas que se realicen dentro del mercado.

Asimismo, deberá existir un ente regulador, que tendrá la función de proteger los intereses tanto de los consumidores como de los productores y el resto de integrantes del mercado, velando por la transparencia de todo el sistema; será el encargado de crear y promover las políticas y directrices que sostengan y hagan funcional el mercado a largo plazo, así como actuar de árbitro en caso de discrepancias entre los participantes del mercado.

1.4.4. Rol de la transmisión de energía eléctrica en el mercado eléctrico

La función primaria de la transmisión de energía eléctrica, es conectar a las centrales generadoras de electricidad con los centros de demanda ubicados, por lo general, a distancias largas de las centrales generadoras, además, permite satisfacer la demanda con energía producida en las plantas más eficientes del sistema incentivando la construcción e instalación de las mismas, aun cuando éstas estén alejadas de los centros de consumo.

Esta función de incentivar, puede beneficiar tanto a generadores como a consumidores y al sistema eléctrico en general. El sistema de transmisión aumenta la competencia en el mercado eléctrico y en puntos aislados la puede introducir. Esta función no es distinta de la que cumple una carretera que une dos mercados en los cuales se producen y venden bienes homogéneos. Derivado de este hecho, la existencia de una línea de transmisión, determina que cualquier empresa con algún grado de poder de mercado, vea amenazada

su posición por la entrada de producción proveniente del otro lado de la línea o en otra región del sistema. Esta amenaza restringe el grado de poder de mercado que los generadores pueden ejercer en sus respectivos mercados. En consecuencia, el sistema de transmisión beneficia por este concepto directamente a los consumidores, ya que brinda la posibilidad de entrada de otros generadores más eficientes, reduciendo las barreras de entrada. Lo anterior determina la posibilidad de que en algún momento sean los usuarios quienes pudieran financiar aquellas líneas de transmisión que aumentan la competencia.

La experiencia del sistema eléctrico tradicional, muestra que en un mercado eléctrico careciente de administración y regulación donde los participantes toman decisiones individuales, y en el cual, diferentes zonas están interconectadas por líneas de transmisión con capacidad limitada, los generadores pueden usar una variedad de estrategias para ejercer poder de mercado, por ejemplo, a los generadores les puede resultar rentable disminuir o aumentar su producción con el fin de congestionar las líneas de transmisión y así poder ejercer poder de mercado variando y manipulando el costo de la energía y potencia. Esto es, porque la posesión de un derecho de transmisión (físico o financiero), por parte de un generador localizado en una zona importadora, aumenta el poder de mercado que éste tiene, dándole una razón adicional para restringir la producción. Además, muestra que tanto los generadores como la empresa de transmisión, tienen incentivos para mantener el sistema de transmisión congestionado o reservar los derechos de transmisión. Este resultado requiere que ambos agentes puedan aliarse de forma estratégica: los generadores a localizarse en una determinada zona geográfica, mientras que la empresa de transmisión debe comprometerse a no expropiar a los generadores con precios muy elevados, siendo esta última condición uno de

los motivos por los cuales la actividad de transmisión de energía eléctrica se encuentra regulada.

1.5. Regulación del subsector eléctrico en Guatemala

La reforma, y específicamente la regulación del subsector eléctrico en Guatemala, se iniciaron con la emisión de su marco legal establecido en la Ley General de Electricidad o LGE (Decreto 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, promulgada el 15 de noviembre de 1996). Posteriormente se emitieron el Reglamento de la Ley General de Electricidad o RLGE (Acuerdo 256-97 del 21 de Marzo de 1997), el cual, fuera reformado mediante el Acuerdo Gubernativo No. 68-2007 y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista o RAMM (Acuerdo 299-98 del 1 de junio de 1998, reformado mediante el Acuerdo Gubernativo No. 69-2007).

A partir de esas fechas se han emitido Normas Técnicas de Transmisión y Distribución, Normas de Coordinación Comercial y Operativa y procedimientos técnicos que complementan el marco regulatorio.

1.5.1. Necesidad e importancia de la regulación

Derivado de los cambios introducidos en el subsector eléctrico, se hace necesaria la regulación de algunos servicios considerados como monopolios naturales, tal es el caso de los servicios de transporte y distribución de electricidad.

La condición de monopolio natural de las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica, restringen la existencia de varias empresas que presten el servicio de transporte de energía eléctrica de un punto específico a

otro, debido a que esto implica para cada una de las empresas, la instalación de redes y equipos necesarios para la actividad, de ser así, en un principio se daría competencia; sin embargo, la empresa de transporte que logre finalmente brindar el servicio, podrá recibir el ingreso por la prestación del servicio, pudiendo sostener y saldar los costos de operación, administración y mantenimiento, así como una renta por el capital invertido, esto provocaría probablemente la quiebra de las demás empresas de transporte, por lo que no habría eficiencia económica; por otro lado, también se generaría contaminación visual.

Por lo tanto, si una sola empresa presta el servicio de transporte de energía eléctrica, ésta puede cobrar un precio elevado, por ello, es necesaria la intervención de un ente regulador que garantice la eficiencia económica del costo por utilizar las instalaciones de transmisión, garantizando que los precios establecidos sean apegados a la libre competencia. Asimismo, dada la posición de la empresa de transporte, puede ser selectiva con los participantes a los cuales prestar el servicio, realizar cobros excesivos, ejercer control sobre el mercado, afectar la libre competencia al imponer barreras de entrada o hasta realizar la conexión o desconexión arbitraria de participantes.

En este tipo de situaciones es necesario promover la eficiencia y la competencia, restringiendo al mínimo o eliminando el margen para la discrecionalidad en cuanto a la fijación de tarifas y prestación del servicio. El objetivo central de la regulación de la actividad de transmisión de energía eléctrica es evitar que los transportistas puedan obtener rentas excesivas derivadas de la situación de monopolio a través de cobros que los participantes necesariamente deberían pagar, y velar por el libre acceso a las redes, evitando conductas que atenten contra la libre competencia.

1.5.2. Mercado eléctrico guatemalteco

El mercado de energía eléctrica guatemalteco está constituido por el Mercado de Contratos y el Mercado Spot, manteniendo ambos las características de un mercado eléctrico que fueron descritas en los apartados anteriores. Asimismo, dentro de estos mercados existen agentes con precios regulados y agentes con precios libres.

Los agentes con precios regulados que participan en el mercado eléctrico guatemalteco, son:

- Por el lado de la demanda: todos aquellos usuarios con demanda de potencia menor a 100 kW.
- Por el lado de la oferta: distribuidoras autorizadas dentro de su zona de cobertura con 15 000 usuarios como mínimo.
- Las empresas dedicadas al servicio de transporte de energía eléctrica con una capacidad de transporte de mínima de 10 MW.

Los agentes con precios libres que participan en el mercado eléctrico guatemalteco, son:

- Por el lado de la oferta: generadores con potencia mayor a 5 MW y comercializadores que compren o vendan bloques de energía asociados a una oferta firme de por lo menos 2 MW.

- Por el lado de la demanda: grandes usuarios con demanda máxima de potencia por arriba de 100 kW y distribuidoras autorizadas dentro de su zona de cobertura con 15 000 usuarios como mínimo.

La razón por la cual las distribuidoras se encuentran entre los agentes de precio libre y los agentes de precio regulados, deriva de que la empresa distribuidora representa al grupo de usuarios que no participan del mercado directamente, por lo cual los precios que la distribuidora oferta a estos usuarios son regulados; no obstante, la distribuidora participa en el mercado, por lo tanto, tiene acceso a los precios libres que fijan los comercializadores y generadores.

En cuanto a las transacciones dentro del mercado eléctrico guatemalteco, las operaciones de compra y venta del Mercado Mayorista se realizan bajo las Normas de Coordinación Comercial, a través de:

- El Mercado de Oportunidad o Mercado Spot.
- El Mercado a Término. Los consumidores y productores pactan los plazos, las cantidades y precios de energía.
- El Mercado de Transacciones de Desvíos de Potencias, diarios y mensuales.

El sistema eléctrico de Guatemala está integrado por tres componentes, en los cuales, actúan los cinco tipos de Agentes del Mercado Mayorista: oferta eléctrica (Agentes Generadores y Agentes Comercializadores) transporte (Agentes Transportistas) y demanda eléctrica (Agentes Distribuidores y Grandes Usuarios).

El sistema de generación está conformado por: centrales hidroeléctricas, turbinas de vapor, turbinas de gas, motores de combustión interna y centrales geotérmicas. La actividad de generación no está sujeta a autorización del Ministerio de Energía y Minas, salvo aquellas que hacen uso de bienes de dominio público.

El sistema de transporte está conformado por el Sistema Principal y los Sistemas Secundarios; estando el Sistema Principal compartido por los generadores y las interconexiones a otros países, los Sistemas Secundarios son el medio de interconexión de un generador o consumidor al Sistema Principal. En Guatemala los sistemas de transmisión operan, básicamente, en cuatro niveles de alto voltaje: 400 kV, 230 kV, 138 kV y 69 kV. Actualmente existen cinco empresas de transporte, reguladas y constituidas como Agentes del Mercado Mayorista, las cuales son:

- Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE, (ETCEE)
- Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima, (TRELEC)
- Duke Energy Transmision Guatemala Limitada, (DEIT)
- Redes Eléctricas de Centro América, Sociedad Anónima, (RECSA)
- Transporte de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, (TREO)

El sistema de distribución está integrado por la infraestructura de distribución, líneas, subestaciones y las redes de distribución que operan, en tensiones menores o iguales a 34,5 kV. Las principales empresas distribuidoras son:

- Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, (EEGSA).
- Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, (DEOCSA).
- Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, (DEORSA).
- Además de estas tres empresas distribuidoras principales, existen quince empresas eléctricas municipales dedicadas al servicio de distribución de energía eléctrica.

El marco regulatorio del sector eléctrico guatemalteco se basa en un modelo de mercado competitivo a nivel de generación y comercialización, en el cual se ha privilegiado el libre acceso a las redes y la existencia de un sistema de precios que refleja equilibrios libres de oferta y demanda, debido a que en estos segmentos pueden darse condiciones efectivas de competencia (comercialización y generación de energía). En aquellos segmentos en que la presencia de economías de escala da lugar a la existencia de monopolios naturales (transmisión y distribución de energía), los precios son fijados por el ente regulador sobre la base de costos económicos eficientes.

La generación se desarrolla en un ambiente libre y competitivo constituido por un mercado de oportunidad basado en un despacho a costo marginal de corto plazo, y por un mercado de contratos en donde los agentes pactan libremente las condiciones de sus contratos en cuanto a plazo, cantidades y precio. La transmisión y la distribución son actividades reguladas.

Los productos y servicios que se compran y se venden en el mercado mayorista son: potencia eléctrica, energía eléctrica, servicios de transporte de

energía eléctrica y servicios complementarios destinados para el buen funcionamiento y calidad del sistema eléctrico.

El diseño y concepción del mercado, rige su intercambio mediante el mercado de Contratos a Término o de futuros y el Mercado de Oportunidad o Spot. Los agentes tienen libertad de adquirir sus requerimientos de potencia y energía (o la colocación de su producción) con todos los otros agentes. Las distribuidoras deben de garantizar en el mercado a término el suministro a sus usuarios regulados.

La estructura implementada en el subsector eléctrico, tiene por objetivo promover la participación privada, fomentar la competencia y los mecanismos de mercado, estimular el incremento y ampliación del sector eléctrico, aumentando la oferta, la demanda y la cobertura eléctrica, al tiempo que el Estado adquiere atribuciones de dirección, regulación, ejecución y elaboración de las políticas que rigen el subsector.

De esta forma, el mercado de electricidad ha evolucionado desde un sistema centralizado verticalmente integrado dominado por un monopolio estatal hacia un sistema de mercado mayorista abierto.

Los principios generales del mercado eléctrico guatemalteco son la libertad de la instalación de centrales generadoras y la prestación del servicio de transporte, el libre acceso a las redes de transporte y distribución de energía, así como la libertad de precios por la prestación del servicio de electricidad, a excepción de los precios sujetos a regulación de acuerdo a la Ley General de Electricidad.

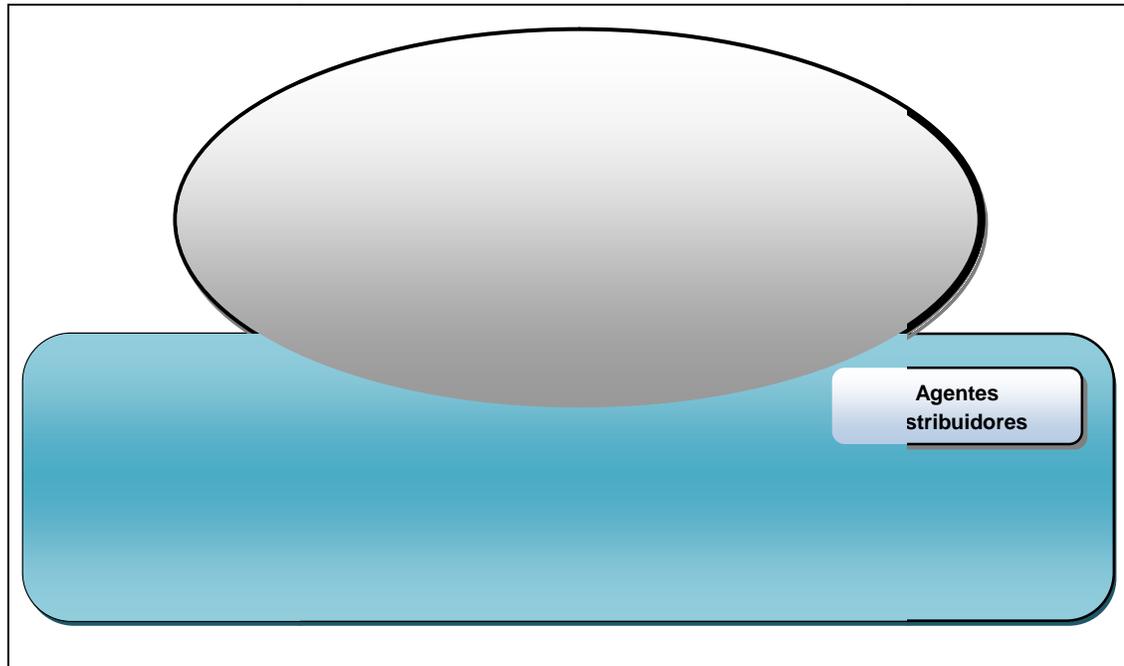
El Ministerio de Energía y Minas (MEM) es el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de estado, programas indicativos relativos al subsector eléctrico y aplicar la Ley y su Reglamento.

Las funciones regulatorias y normativas son funciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), el cual, es un órgano técnico del MEM con independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones. La CNEE, además, determina los precios y calidad de la prestación de los servicios de transporte y distribución sujetos a autorizaciones y debe asegurar las condiciones de competencia en el mercado mayorista de electricidad, además de fungir como árbitro entre las partes cuando estas no lleguen a un acuerdo.

Por último, la función de administración y operación del mercado eléctrico está a cargo del Administrador del Mercado Mayorista de Electricidad (AMM), el cual, es un ente de carácter privado sin fines de lucro y cuyas funciones son la coordinación de la generación y despacho, el establecimiento de precios de mercado de corto plazo, llevar a cabo las transacciones de compra y venta en el mercado mayorista y garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica

En su conjunto, los Agentes del Mercado, el Ministerio de Energía y Minas, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y el Administrador del Mercado Mayorista, conforman el subsector eléctrico de Guatemala. En la figura 6 se presenta un esquema de la constitución del subsector eléctrico guatemalteco:

Figura 4. **Subsector eléctrico guatemalteco**



Fuente: elaboración propia.

Todas estas actividades de compra y venta de energía, potencia y servicios, así como el actuar de cada uno de los integrantes del subsector eléctrico, se desarrollan dentro de un marco legal; dicho marco legal está constituido por:

- Constitución Política de la República de Guatemala.
- Ley General de Electricidad, Decreto No. 93-96.
- Reglamento de La Ley General de Electricidad, Acuerdo Gubernativo No. 256-97 y sus reformas.

- Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, Acuerdo Gubernativo No. 299-98 y sus reformas.
- Normas Técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
- Normas de Coordinación Comercial y Operativa del Administrador del Mercado Mayorista.
- Resoluciones emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

1.6. Marco legal de la transmisión de energía eléctrica en Guatemala

El subsector eléctrico de la República de Guatemala se estructura sobre la base de lo establecido en la Ley General de Electricidad (LGE), Decreto No. 93-96. La ley, norma el desarrollo del conjunto de actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad; complementa a la ley el Reglamento de la Ley General de Electricidad (Acuerdo Gubernativo No. 256-97 y sus reformas), asimismo, el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (RAMM) (Acuerdo Gubernativo No. 299-98 y sus reformas) y las Normas Técnicas emitidas por la CNEE. Adicional a este marco normativo existen diversas resoluciones emitidas por la CNEE.

Se describirá seguidamente el contenido principal de cada uno de estos documentos en lo referente al sistema de transporte de energía eléctrica, su operación, remuneración, expansión y responsabilidades de las empresas que realizan la actividad de transporte de energía.

1.6.1. Ley General de Electricidad (LGE)

Esta norma el desarrollo del conjunto de actividades que componen la cadena del suministro de energía eléctrica: generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad, dicta los principios generales que son relacionados de forma directa con la actividad de transmisión de energía eléctrica, de los cuales es posible listar:

- Es libre el transporte de electricidad, cuando para ello no sea necesario utilizar bienes de dominio público.
- El transporte de electricidad que implique utilización de bienes de dominio público estará sujeto a autorización.
- El servicio de transporte está sujeto a autorización cuando se utilicen bienes de dominio público.
- Las normas de transporte se aplican a cualquier persona jurídica, privada, mixta o estatal.
- Libertad de acceso a las redes de transporte de energía eléctrica.
- Es función de la CNEE definir las tarifas de transmisión sujetas a regulación, así como la metodología para el cálculo de las mismas.

Asimismo, la LGE define los mecanismos de asignación y remuneración de las tarifas de transmisión de energía eléctrica, contempla las condiciones para llevar adelante proyectos que amplíen la capacidad de transporte o expandan el sistema, se define la autorización para prestar el servicio de transporte de energía eléctrica, define los Sistemas Principal y Secundarios de transporte,

establece el lineamiento general al que debe ajustarse la definición de precios por el servicio de transmisión eléctrica a realizar por la CNEE. En este sentido los precios que determine la CNEE reflejarán en forma estricta, los costos medios de capital y la operación de sistemas de transporte y transformación económicamente adaptados.

1.6.2. Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE)

El Reglamento de la Ley General de Electricidad establece normas complementarias o aclaratorias de lo dispuesto en la Ley General de Electricidad, cuyos aspectos principales se detallan a continuación.

- Sobre la solicitud de autorizaciones definitivas
- Terminación y transferencia de autorizaciones
- Acceso a la capacidad de transporte
- Ampliaciones a la capacidad de transporte
- Sistema de Peaje para el sistema de transporte
- Expansión del sistema de transporte
- Régimen de calidad del sistema de transporte
- Indica las normas complementarias que deberá emitir la CNEE
- Sanciones a transportistas y su procedimiento de imposición

1.6.3. Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (RAMM)

El reglamento del AMM reitera los conceptos definidos para los cargos por Peaje y aporta un mayor detalle que la ley y el reglamento, define los principios generales del mercado mayorista, así como las obligaciones y derechos de los agentes; obligaciones, responsabilidades y organización del AMM, mecanismos de financiamiento del AMM y su administración, coordinación de la operación del sistema, administración de las transacciones, entre otros aspectos.

Respecto a la actividad de transporte, define los participantes que abonarán al Administrador del Mercado Mayorista el cargo por transporte de energía eléctrica, por los Sistemas Principal y Secundarios, y lo referente a mantenimientos y maniobras dentro del sistema.

1.6.4. Normas técnicas

En relación a la actividad de transmisión de energía eléctrica, la CNEE ha emitido las siguientes normas técnicas de acuerdo a lo encomendado por el Reglamento de la Ley General de Electricidad; estas normas son para la aplicación y regulación de distintas áreas de la actividad, tales como la calidad del servicio, construcción de las instalaciones, sanciones, expansión del sistema y acceso al mismo, entre otros, las normas técnicas relacionadas al transporte de energía emitidas hasta la fecha por la CNEE y relacionadas directamente al transporte de energía eléctrica son:

1.6.4.1. Normas de Estudios de Acceso al Sistema de Transporte (NEAST)

El objetivo de estas normas es establecer el tipo y contenido de los estudios eléctricos para sistemas de potencia que todo interesado debe presentar ante la CNEE, para toda nueva instalación, o ampliación de su infraestructura existente, de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica. Toda instalación nueva o ampliación deberá cumplir con las normas de diseño vigentes, tanto las emitidas por la CNEE como aquellas que apruebe ésta, del transportista o distribuidor.

1.6.4.2. Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte (NTAUCT)

En esta norma se establecen el tipo y contenido de los estudios eléctricos para sistemas de potencia que todo interesado en obtener acceso al sistema de transporte de energía eléctrica debe presentar ante la CNEE, definir el procedimiento a seguir en la evaluación solicitudes de acceso a la capacidad de transporte existente, solicitudes de ampliación de la capacidad de transporte del sistema; en general, los estudios eléctricos que deberán mostrar el impacto resultante de las instalaciones propuestas y de los equipos necesarios de transformación, maniobra, control, protección, sobre el sistema de transmisión existente y sus parámetros eléctricos.

1.6.4.3. Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDROID)

Estas normas tienen por objeto establecer las disposiciones, criterios y requerimientos mínimos para asegurar que las mejoras y expansiones de las

instalaciones de distribución de energía eléctrica se diseñen y operen, garantizando la seguridad de las personas y bienes y la calidad del servicio.

1.6.4.4. Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (NTDOST)

Estas normas tienen por objeto establecer las disposiciones, criterios y requerimientos mínimos para asegurar que las mejoras y expansiones de las instalaciones del servicio de transporte de energía eléctrica, se diseñen y operen, garantizando la seguridad de las personas y bienes y la calidad del servicio.

1.6.4.5. Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS)

El objetivo de estas normas es establecer los índices de referencia para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica en el sistema de transporte en el punto de entrega, las tolerancias permisibles, los métodos de control, las indemnizaciones y las sanciones respecto de los siguientes parámetros:

- Calidad del producto por parte del transportista
- Incidencia de los participantes en la calidad del producto
- Calidad del servicio técnico

1.6.4.6. Norma Técnica para la Expansión del Sistema de Transmisión (NTT)

El objetivo de esta norma es establecer los criterios, procedimientos y la metodología para la elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Transporte; los procedimientos que se deberán seguir para desarrollar las obras del Plan de Expansión del Sistema de Transporte; y definir los requisitos y procedimientos que deberán cumplirse, para obtener la o las autorizaciones necesarias para el desarrollo de las obras.

1.6.5. Normas de Coordinación Comercial (NCC) y Normas de Coordinación Operativa (NCO)

Las Normas de Coordinación Comercial comprenden un compendio de catorce normas cuyo objetivo es dar todos los lineamientos y procedimientos necesarios para la liquidación y administración de los pagos y cargos generados en el Mercado Mayorista, comprende las siguientes normas:

- NCC 01, coordinación del despacho de carga.
- NCC 02, oferta firme de los generadores.
- NCC 03, transacciones de desvíos de potencia.
- NCC 04, precio de oportunidad de la energía.
- NCC 05, sobre costos de unidades generadoras forzadas.
- NCC 06, tratamiento de las pérdidas del sistema de transmisión.

- NCC 07, factores de pérdida nodales.
- NCC 08, cargo por servicios complementarios.
- NCC 09, cálculo del peaje en los sistemas de transporte principal y secundario y cargos por el uso del primer sistema de transporte regional.
- NCC 10, exportación e importación de energía eléctrica.
- NCC 11, informe de costos mayoristas.
- NCC 12, procedimientos de liquidación y facturación.
- NCC 13, mercado a término.
- NCC 14, sistema de medición comercial.

De las normas anteriormente listadas, para efectos del presente trabajo, la Norma de Coordinación Comercial de mayor relevancia la constituye la NCC 9, ya que en ésta se establece la metodología para la asignación y liquidación de los cargos por Peaje de los Sistemas de Transporte Principal, Secundarios y de las interconexiones internacionales; asimismo, indica el tratamiento del tema de la liquidación de los peajes del primer sistema de transporte regional; se definen los conceptos de Sistema Principal, Sistemas Secundarios de Transmisión y Subtransmisión, Potencia Transmitida y el Costo Anual de Transmisión o Peaje.

Las Normas de Coordinación Operativa (NCO) brindan la información y los parámetros para la coordinación de la operación técnica del sistema, comprenden un compendio de cinco normas:

- NCO 01, base de datos.
- NCO 02, coordinación de la operación en tiempo real.
- NCO 03, coordinación de servicios complementarios.
- NCO 04, determinación de los criterios de calidad y niveles mínimos de servicio.
- NCO 05, Auditorías.

Los cambios técnicos, estructurales y políticos que a lo largo de tiempo ha sufrido la industria eléctrica guatemalteca, han formado el actual subsector eléctrico; el cambio de una estructura vertical hacia la desintegración de empresas específicas por tendencias económicas, aunadas a las características propias del sector, propiciaron el actual mercado eléctrico dentro del cual se desarrolla la transmisión de energía, norman y dirigen este sector la Ley General de Electricidad, su Reglamento y las distintas normas emitidas, las cuales son aplicadas por las entidades del estado competentes, en un mercado administrado y operado de forma centralizada. En este contexto, la transmisión de energía se desarrolla como un monopolio natural regulado dentro de este mercado de competencia, con normativa específica para su tratamiento, en especial, lo relacionado con los precios de la prestación del servicio, punto de interés del presente trabajo.

La evolución de la industria eléctrica, las características económicas de la actividad de transmisión de energía, la conformación del mercado mayorista de energía eléctrica y las disposiciones normativas explicadas en el presente

capítulo, conforman el marco situacional dentro del cual se desarrolla la actividad de la transmisión de energía eléctrica en Guatemala.

Tal y como se hizo mención en el presente capítulo, las razones que diferencian a la transmisión de energía del resto de actividades de la cadena de suministro de energía, no solamente son económicas, sino que gran parte de esta diferencia radica en las diferencias técnicas entre una y otra actividad, dichas características técnicas serán abarcadas en el siguiente capítulo.

2. TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2.1. Definición y delimitación de la actividad de transmisión de energía eléctrica

Como primer paso y, en concordancia con lo expuesto en el capítulo anterior, se definirá a la actividad de transmisión de energía eléctrica como la actividad que tiene como fin el transporte de energía eléctrica desde los puntos de generación hasta los centros de carga y consumo de energía.

Técnicamente se delimitará la actividad de transmisión de la siguiente forma: abarcará desde la entrada de los transformadores elevadores utilizados por los generadores, pasando por las líneas de transmisión en alta tensión, las subestaciones de maniobra, las subestaciones de transformación, hasta las salidas de media tensión de las subestaciones de transformación y distribución; como última instancia, se considerará como parte del sistema de transmisión hasta el último equipo dentro de una subestación que sea utilizado para conectar las redes de distribución a la subestación.

2.2. Activos específicos

La actividad de transmisión de energía eléctrica se caracteriza por el empleo de activos que son a la vez sumamente costosos y totalmente específicos a la actividad del sector. Un indicador de interés en este sentido es la relación entre el valor de activos totales e ingresos anuales, llegando a tener una relación de casi nueve a diez veces el valor del ingreso anual, esta relación muestra que el valor de los activos supera, por lo general, con holgura las

ventas o ingresos anuales. En ocasiones, también en empresas de generación y distribución, esta relación activos/ingresos por ventas puede ser aún mayor.

En economía se emplea la denominación de activos específicos, para calificar a aquellos que no tienen ningún uso alternativo fuera del sector o de la transacción para los que están destinados originalmente. Así, por ejemplo, una línea de transmisión que vincula una central de generación a la red interconectada, es un activo específico a esa función. Una vez que se ha invertido en la línea, el costo y las pérdidas por su desmontaje para aprovechar parte de los equipos en otro uso es tan grande, que hace casi inviable la operación.

2.3. Costos inherentes a la transmisión de energía eléctrica

Son costos propios de la actividad de transmisión de energía eléctrica, en los cuales el transportista debe incurrir de forma obligada para prestar de manera eficiente el servicio. Los costos totales de la actividad de transmisión incluyen:

- Costos de los activos del transportista que se emplean en la prestación del servicio.
- Costos de operación de la red.
- Costos de mantenimiento de la red.
- Costos administrativos.

Los principales determinantes técnicos de los costos medios de una empresa de transmisión actuando eficientemente son:

- Las restricciones ambientales o de seguridad que obligan al empleo de redes subterráneas en lugar de las aéreas, ya que las redes aéreas tienen un costo menor que las subterráneas. Si existen restricciones regulatorias, disposiciones municipales o ambientales, o la propia estrategia ambiental de la empresa transportista obligan a la construcción de líneas subterráneas en lugar de líneas aéreas, los costos por la red serán mayores.
- El grado de continuidad que se requiere para el suministro, usualmente denominado calidad de servicio. Cuanto menor sea la tolerancia de la regulación hacia cortes en el servicio, mayores serán los costos medios de inversión (por ejemplo obligando a construir una red mallada en vez de radial o incluir mayor cantidad de equipos de protección), y los costos de operación y mantenimiento (por ejemplo, al aumentar la cantidad de cuadrillas que deben detectar las fallas y realizar las maniobras de reposición del servicio, para que esta se realice más rápidamente).
- La adecuación de la forma y amplitud de la onda de tensión, usualmente denominada calidad de producto. Por ejemplo, si se desea que la tensión transmitida se mantenga siempre muy cercana a su valor nominal se requerirá un mayor costo de inversión para reducir la caída de tensión.

Por otro lado, existe una serie de variables microeconómicas y macroeconómicas que inciden sobre los costos de una empresa de transmisión:

- El nivel general de salarios y cargas sociales aplicables a la contratación de personal, que determina las retribuciones que tiene que pagar el transportista para obtener personal con calificaciones adecuadas.
- El nivel de competencia en los mercados en los que la empresa compra sus principales equipos y el nivel de eficiencia de las empresas que los proveen, lo que determina el nivel de precios de dichos insumos para el transportista.
- En el caso de transportistas de propiedad estatal o municipal, como la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE, (ETCEE), la existencia de regímenes especiales de gestión, contratación y despido de personal, compra de insumos, aportes sociales o hasta condiciones políticas.
- El tipo de cambio, es decir el precio de la moneda extranjera. En los países más pequeños o de menor desarrollo industrial como Guatemala, una gran parte de los equipos que se debe adquirir proceden del exterior. Por esta razón un aumento del precio de la moneda extranjera aumentará los costos medidos en moneda nacional; por el contrario, una apreciación (aumento de valor) de la moneda local respecto a la moneda extranjera, aumentará los costos salariales y de insumos nacionales, medidos en moneda extranjera.
- Las sanciones o cuotas regulatorias a las que están sometidos los participantes de los mercados eléctricos.

2.4. Instalaciones de transmisión

Como se ha descrito, la actividad de transmisión de energía eléctrica es realizada por equipo específico que no puede ser utilizado para otro fin, dichos equipos serán descritos en este apartado en su forma más común y básica, haciéndose la aclaración que el tipo de tecnología, configuraciones y descripciones hechas en el presente trabajo, son únicamente de referencia, ya que por la gran amplitud y variedad del equipo para subestación y línea de transmisión disponible en el mercado y configuraciones posibles junto con su variantes, hacen de éste, un tema amplio y extenso que no será abarcado a profundidad.

2.4.1. Subestaciones

Una subestación eléctrica es un conjunto de elementos o dispositivos que permiten cambiar las características de energía eléctrica (voltaje, corriente, frecuencia, etc.), permiten realizar maniobras y modificaciones a la configuración del sistema eléctrico, asimismo, constituyen los nodos o puntos comunes de un sistema de transmisión; además, es en las subestaciones eléctricas donde se encuentra la mayoría de los sistemas de protección, medición y control de un sistema de transmisión.

Las subestaciones tienen distintos tipos de clasificación, entre ellos:

- Por su operación:
 - De corriente alterna: son las subestaciones más ampliamente utilizadas y construidas, operan con corriente senoidal con una frecuencia de 50 Hz o 60 Hz, según el sistema.

- De corriente continua: son subestaciones poco comunes, su uso es para la conexión de líneas de transmisión en corriente continua cuando las distancias a recorrer son muy elevadas, cuando hay que conectar entre sí dos redes eléctricas que no tienen la misma frecuencia o que trabajan en modo asíncrono, o cuando hay que conectar entre sí dos redes que no puedan funcionar en conexión directa por problemas de estabilidad; actualmente en Guatemala no existen subestaciones de corriente continua.
- Por su servicio:
 - Subestaciones elevadoras: utilizadas, generalmente, por los generadores para inyectar potencia y energía a la red de transmisión.
 - Subestaciones de transformación: utilizadas con el fin de cambiar el nivel de voltaje de la energía, ya sea con motivo de transmitir a través de líneas de distinto voltaje y/o transformar a niveles de tensión utilizables para su distribución final.
 - Subestaciones de distribución: son las subestaciones que, únicamente, transforman de alta a media o hasta baja tensión, para su distribución final.
 - Subestaciones de *switch* o de maniobra: son las que, únicamente, conmutan distintas líneas de transmisión y tienen la capacidad de cambiar la configuración y conexión del sistema de transmisión.

- Por su construcción.
 - Subestaciones tipo exterior: son las subestaciones en las cuales el medio general de aislación es el aire y están construidas de forma convencional.
 - Subestaciones tipo interior: son las subestaciones en las cuales el medio de aislación es gas, más comúnmente hexafluoruro de azufre (SF₆).
 - Subestación tipo híbrida: combina la aislación por medio de aire y gas, por lo que puede contar con ambos tipos de equipo o equipos que utilicen los dos tipos de aislamiento.

Los elementos que constituyen una subestación se pueden clasificar en elementos principales y elementos secundarios.

Los elementos principales de una subestación eléctrica, están constituidos por los siguientes:

- Transformadores de potencia.
- Interruptores de potencia.
- Reconectores o *reclosers*.
- Fusibles de potencia.
- Seccionadores o cuchillas.

- Apartarrayos o descargadores.
- Equipos y tableros de control y protección.
- Bancos de capacitores y reactores.
- Transformadores de instrumento (transformadores de potencial y de corriente).
- Terreno y red de tierras.
- Barras.
- Infraestructura, cimentaciones y obras civiles.

Entre los elementos secundarios se encuentran:

- Cables de potencia, tanto aéreos como subterráneos
- Cables de control
- Alumbrado
- Perfiles de acero y armados
- Herrajes
- Aisladores

- Equipo contra incendio
- Equipos de comunicación
- Trincheras, conducto, drenajes
- Cercas y muro perimetral

Cada uno de los componentes antes mencionados, cumple con una función propia y específica en la subestación; algunos pueden o no estar presentes en la subestación, asimismo, existe gran cantidad de distintas opciones para cada uno de los elementos antes listados; sin embargo, se expondrán a grandes rasgos los más importantes y comunes en una instalación destinada al transporte de energía eléctrica.

2.4.1.1. Infraestructura de una subestación

La infraestructura de una subestación comprende todo el material, instalación, obra civil y equipo tanto eléctrico como no eléctrico, secundario de una subestación que es necesario para funcionamiento y operación de la misma y que no tiene efecto directo en la energía transportada.

Los componentes de la infraestructura de una subestación son: el cerco o muro perimetral que resguarda la subestación, la caseta de control junto con el equipo de control y medida, las comunicaciones (radio, microonda, sistema de onda portadora, fibra óptica, etcétera), se incluye también, el terreno de la subestación y la red de tierras, el área de maniobra, la capa de grava, los movimientos de tierra para la construcción de la subestación, caminos de acceso, servicios básicos, tales como: transformación para servicios auxiliares,

alumbrado para la subestación, instalación eléctrica de baja tensión, banco de baterías, canaletas para cableado, sistemas de drenaje y lluvia, protección contra incendios, sistemas de aire acondicionado, sistemas de alarmas, sistemas de comunicación.

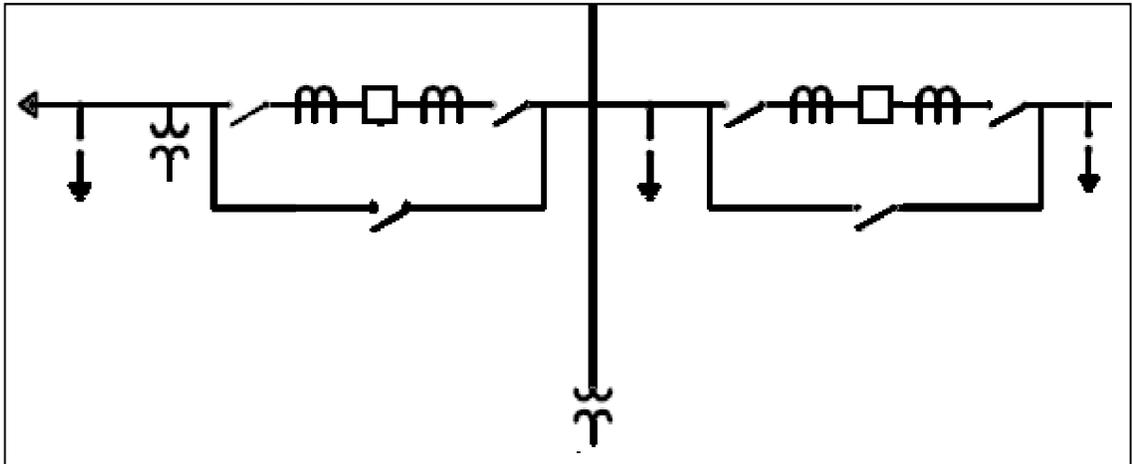
2.4.1.2. Configuración de barras

Las barras constituyen físicamente el punto de unión de los distintos componentes principales de una subestación, tales como: líneas de transmisión y distribución, transformadores, capacitores y reactores. Son los nodos, propiamente dicho, de un sistema de transmisión. Comprenden las estructuras a las cuales finalizan y son rematadas las líneas de transmisión y se conectan los elementos y el equipo de medición asociado a las características eléctricas de las barras (transformadores de voltaje y equipo de medición), están construidas sobre bases de concreto, elevadas mediante armazones de acero y constituidas comúnmente por tubos (barras rígidas) o cables (barras flexibles) de cobre, aunque en ocasiones también, se utiliza aluminio, están sujetadas a las estructuras mediante herrajes; forma parte de la barra la medición de las condiciones eléctricas y la medición para la protección. Complementan su construcción el blindaje o apantallamiento, así como su conexión al sistema de tierras.

Las barras, según su función, utilización o importancia pueden tener distintas configuraciones. Cabe mencionar que la configuración será determinante en el costo final de construcción, ya que las distintas configuraciones requieren mayor cantidad de fundiciones de concreto y acero para los armazones, así como la cantidad de equipos que la conforman. En Guatemala, las configuraciones de barra más usadas son:

- Barra simple: es el arreglo más simple y el que utiliza menor cantidad de equipo, por lo que es el más económico. Todos los elementos de la subestación (líneas de transmisión y transformadores de potencia), están conectados al juego de barras colectoras a través sus propios interruptores, y las cuchillas seccionadoras del interruptor están cerradas (ver figura 5).

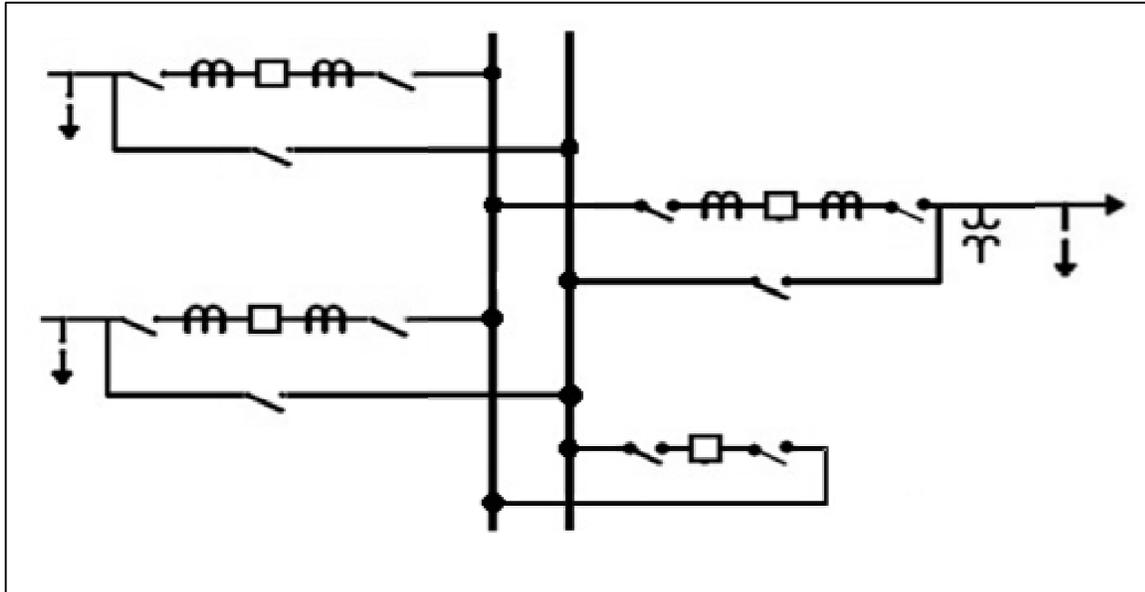
Figura 5. Diagrama unifilar de una subestación simple barra



Fuente: TERRAZAS YALLE, Félix. *Subestaciones eléctricas*, p. 18.

- Barra doble y sus variantes: este tipo de arreglo es más completo, pero también, más costoso debido a la cantidad de equipo asociado, por lo que su aplicación se limita, generalmente, a las centrales eléctricas de gran potencia o en instalaciones muy importantes donde resulta fundamental la continuidad del servicio. En este arreglo los elementos se conectan a ambas barras por medio de interruptores o un interruptor y un seccionador, así mismo, las barras se encuentran conectadas a través de un interruptor de acople de barras (ver figura 6).

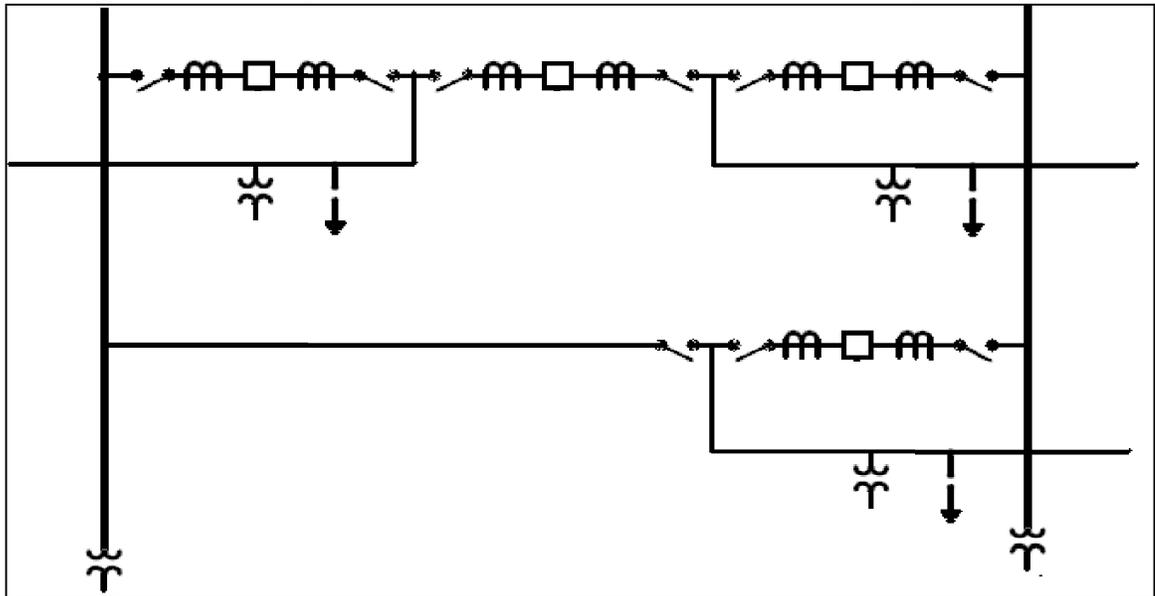
Figura 6. Diagrama unifilar de una subestación doble barra



Fuente: TERRAZAS YALLE, Félix. *Subestaciones eléctricas*, p. 19.

Existe otra variante de la barra doble que también es ampliamente utilizada, la cual es denominada: interruptor y medio; esta configuración es más completa y versátil que las dos anteriores, ya que tiene mayores opciones de maniobra a la hora de realizar mantenimientos o en caso de falla de algún equipo, asimismo, son subestaciones con mayor confiabilidad, pero su costo y espacio de terreno necesario para construirlas es mayor que el de las configuraciones de barra simple o barra doble; actualmente en Guatemala se encuentran en construcción diferentes subestaciones con esta configuración. En la figura 7 se ilustra el diagrama unifilar de una subestación con configuración de interruptor y medio.

Figura 7. Diagrama unifilar de una subestación interruptor y medio



Fuente: TERRAZAS YALLE, Félix. *Subestaciones eléctricas*, p. 21.

2.4.1.3. Entradas de línea y conexiones de equipos

La conexión de todo equipo eléctrico requiere elementos especiales y mucha atención a la seguridad tanto del sistema como del equipo y las personas que operan y dan mantenimiento a la subestación, es en las entradas de línea y conexiones donde se encuentra la mayor parte del equipo de protección, medición y operación necesarios para conectar los elementos interiores o exteriores a una barra, dichas entradas o campos de conexión serán denominados en adelante como bahías.

Los equipos que se conectan a una barra y que requiere una bahía de conexión específica son:

- Transformadores de potencia.
- Líneas de transmisión y distribución.
- Bancos de capacitores y reactores (equipo de compensación de potencia reactiva).
- Conexión o acople entre barras.

Cada uno de los elementos anteriormente indicados, requieren prácticamente los mismos elementos para conectarse a una barra, las variantes, tipo y cantidad de equipo variarán dependiendo de distintos factores, tales como: nivel de voltaje, nivel de cortocircuito requerido, potencia, importancia de la subestación, espacio disponible, etcétera. Asimismo, se debe hacer mención que, como es lógico, conforme se equipe de manera más completa una bahía de conexión y aumente el voltaje del mismo, mayor será el costo de dicha bahía debido a la mayor cantidad de equipo necesario o la complejidad de las protecciones que sean instaladas.

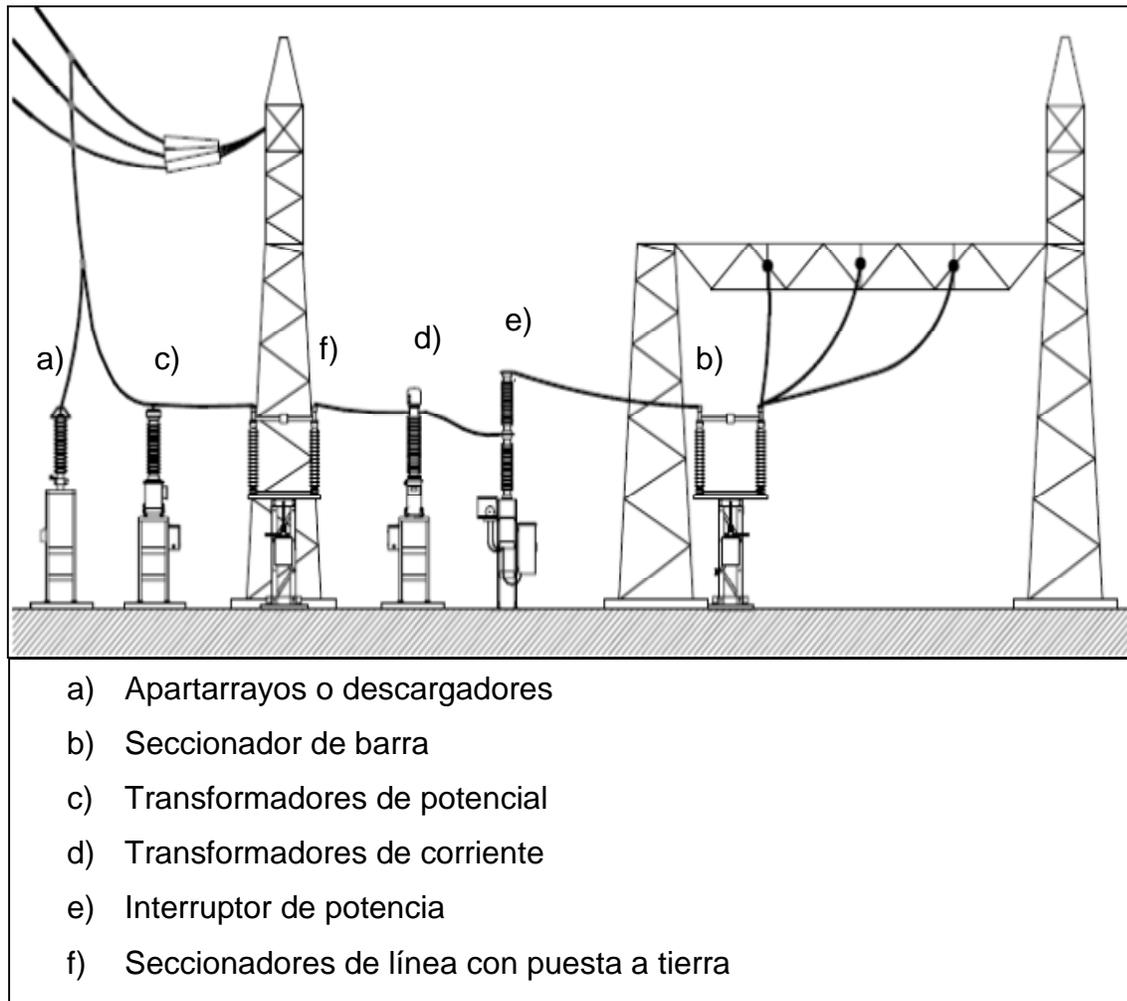
Por lo anteriormente descrito, las configuraciones o equipo que se mencionará para cada elemento a conectar son puramente de ejemplo, pudiendo tener variantes significativas de uno a otro, por lo cual, se hará mención de los más comunes en Guatemala.

Una bahía de conexión de transformador de potencia, de línea, de capacitor o reactor, estará compuesto por uno o más de los siguientes elementos:

- Apartarrayos o descargadores.
- Seccionador de barra.
- Transformadores de potencial.
- Transformadores de corriente.
- Interruptores de potencia (alta tensión) y reconectores o *recloser* (para las salidas de media tensión).
- Seccionadores de línea con puesta a tierra.

La disposición de estos equipos puede variar, dependiendo tanto de la configuración como del espacio disponible. En la figura 8 se ejemplifica una bahía de conexión de línea en alta tensión en configuración barra simple y construcción convencional aislada en aire; asimismo, se identifican sus elementos de acuerdo a la lista anterior.

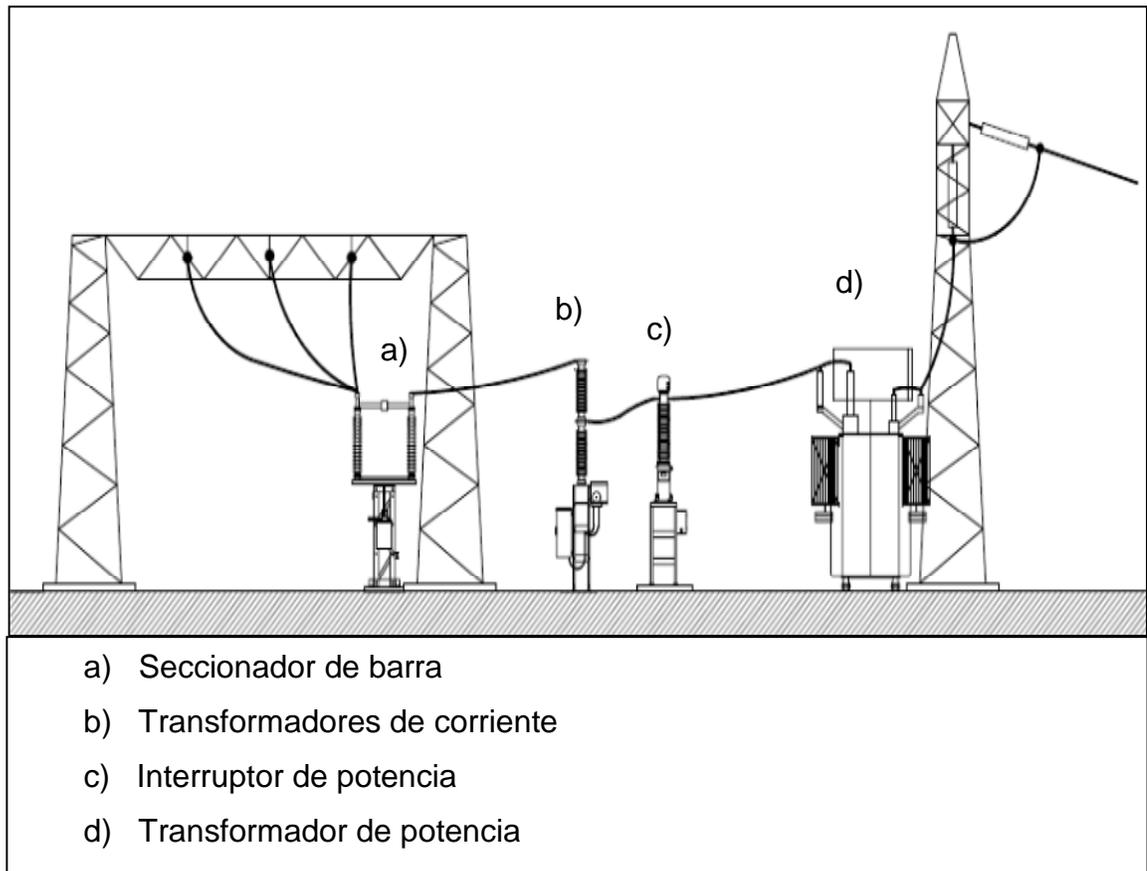
Figura 8. **Vista en corte de una bahía de conexión barra simple de línea en alta tensión**



Fuente: ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. *Subestaciones eléctricas*, p 510.

La figura 9 ejemplifica la disposición de los equipos para una bahía de conexión de transformador en alta tensión en configuración barra simple y construcción convencional aislada en aire.

Figura 9. **Vista en corte de una bahía de conexión de transformador en barra simple en alta tensión**



Fuente: ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. *Subestaciones eléctricas*, p 590.

2.4.2. Equipos de una bahía de conexión

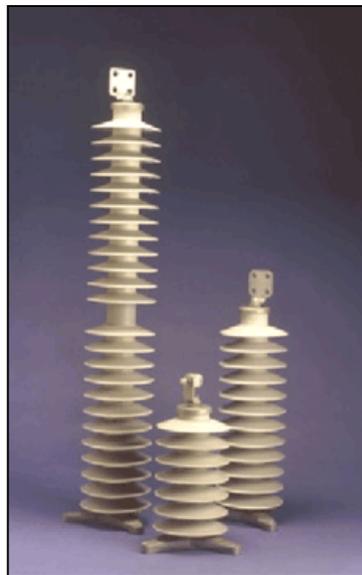
Como su nombre lo indica, las bahías de conexión cumplen con la función de conectar elementos internos y externos de una red de transporte de energía, así como cambiar la configuración de la red, adicional a éstos cumplen con otra función no menos importante, la de proteger los equipos y personal. Para realizar estas funciones requieren equipamiento especial, cada equipo cumple

con un papel definido e importante dentro de una bahía de conexión existiendo gran diversidad en cuanto a tecnologías y variantes de los equipos que forman parte de la bahía, pero que en esencia guardan las características que serán descritas a continuación:

2.4.2.1. Apartarrayos

El apartarrayos o descargador es un dispositivo que permite proteger las instalaciones contra sobretensiones de tipo atmosférico, es dispositivo que se encuentra conectado permanentemente en el sistema pero que opera cuando se presenta una sobretensión de determinada magnitud, descargando la corriente a tierra, su principio general de operación se basa en la formación de un arco eléctrico entre dos espinterómetros o explosores, cuya operación está determinada de antemano de acuerdo a la tensión a la que va a operar.

Figura 10. **Apartarrayos**



Fuente: Catálogo en línea de productos INAEL, www.inael.com. Consulta 07-07-2011.

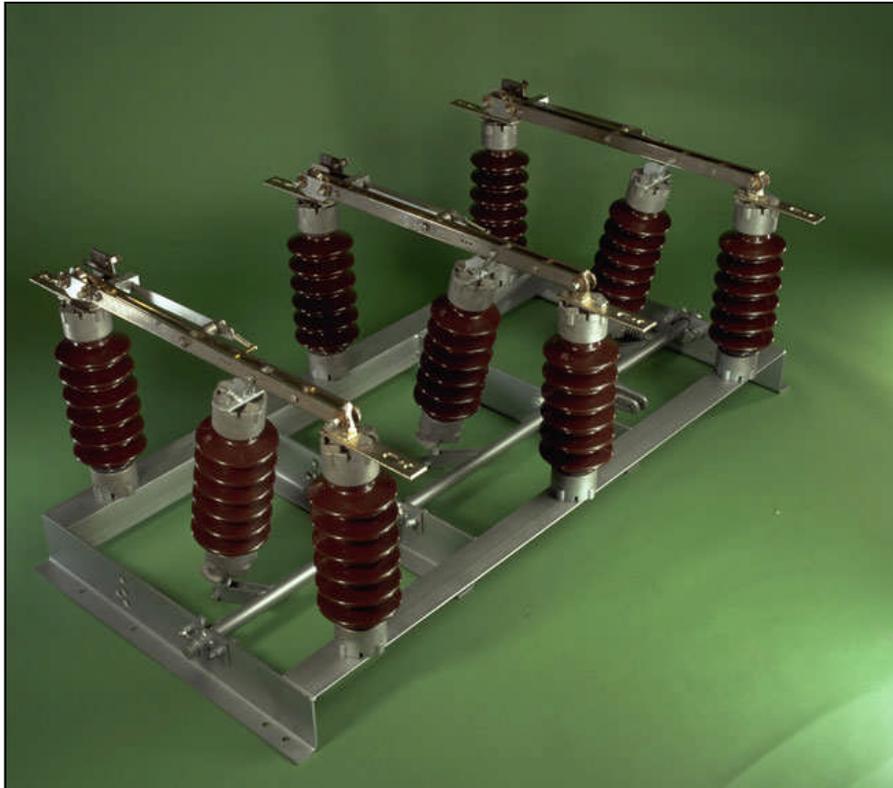
La función del apartarrayos no es eliminar las ondas de sobretensión presentadas durante las descargas atmosféricas, sino limitar su magnitud a valores que no sean perjudiciales para los equipos del sistema.

Los apartarrayos protegen también a las instalaciones contra descargas directas, para lo cual tiene un cierto radio de protección. Para mayor seguridad de las instalaciones contra las descargas directas, se instalan unas varillas conocidas como bayonetas e hilos de guarda, semejantes a los que se colocan en las líneas de transmisión, los cuales se encuentran conectados a tierra, y son el medio a través de cual, las descargas son drenadas a tierra.

2.4.2.2. Seccionadores

El seccionador o comúnmente llamado cuchilla, es un elemento que sirve para desconectar física y eléctricamente una instalación, equipo o circuito eléctrico. Por su forma constructiva, este elemento no puede operar bajo carga, ya que no posee un medio para extinguir de forma segura el arco eléctrico, la operación bajo carga puede dañar permanentemente el seccionador.

Figura 11. **Seccionadores de media tensión**



Fuente: Catálogo en línea de productos INAEL, www.inael.com. Consulta 14-07-2011.

Los tipos de seccionador, comúnmente usados en Guatemala son los seccionadores tipo cuchilla, de operación tanto vertical como horizontal, por su amplio uso en Guatemala, se ha generalizado el nombre de cuchillas, aunque existen los seccionadores tipo pantógrafo. Otra característica de los seccionadores es la de contar con puesta a tierra, esto significa que pueden estar en corto circuito con el suelo para aislar eléctricamente un elemento, estos seccionadores con puesta a tierra son, generalmente, utilizados para la desconexión de líneas de transmisión.

2.4.2.3. Transformadores de potencial

Transformador de potencial o TP, es aquél cuya función es reducir las tensiones del sistema de transporte a tensiones de operación de los equipos de medición. Esta acción de reducir el voltaje se hace con la intención de medir los parámetros eléctricos relacionados con el voltaje para efectos de protección y control.

Los transformadores de potencial se construyen con un devanado primario y otro secundario; su capacidad es baja, ya que se determina sumando las capacidades de los instrumentos de medición, control o protección que se van a alimentar, y varían de 15 VA a 60 VA. Los aislamientos empleados son de muy buena calidad y son en general, los mismos que se usan en la fabricación de los transformadores de corriente, se construyen de diferentes relaciones de transformación, pero el voltaje en el devanado secundario es normalmente, de 120 V.

2.4.2.4. Transformadores de corriente

Transformador de corriente o TC, es aquél cuya función principal es cambiar el valor de la corriente a otro con el cual se pueda alimentar a instrumentos de medición, control o protección tales como: amperímetros, vatímetros, instrumentos registradores, relevadores de sobre corriente, etcétera.

Su construcción es semejante a la de cualquier tipo de transformador, ya que fundamentalmente, consiste de un devanado primario y uno secundario. La capacidad de estos transformadores es muy baja, por lo general, su corriente nominal no es mayor a cinco amperios o la que el instrumento de medición o control.

Estos transformadores son generalmente, de tamaño reducido y con forma de dona, están conformados por un núcleo toroidal y el aislamiento que se emplea en su construcción tiene que ser de muy buena calidad.

2.4.2.5. Interruptor de potencia

El interruptor de potencia es el dispositivo encargado de desconectar una carga o una parte del sistema eléctrico, tanto en condiciones de operación normal (máxima carga o en vacío), como en condición de cortocircuito o falla, su principal característica es su capacidad de interrupción de intensidades de corriente que llegan hasta los cincuenta kiloamperios y más, esto gracias a que poseen un medio para extinguir el arco eléctrico que se forma.

Según sea la tecnología utilizada para la extinción del arco, los interruptores se clasifican en:

- Interruptores de gran volumen de aceite
- Interruptores de pequeño volumen de aceite
- Interruptores neumáticos
- Interruptores en vacío
- Interruptores en hexafloruro de azufre (SF₆)

La utilización de un interruptor de potencia conlleva la utilización de equipo de medición, tal como TC's y TP's, sistemas de accionamiento remoto como el SCADA, la comunicación y monitoreo del estado del elemento que se conecta

hacia la caseta de control. La capacidad de interrupción de corriente, el voltaje nominal de operación y la tecnología de extinción del arco y el equipo complementario del interruptor, incidirán directamente en el costo del interruptor, la elección del mismo se hará de acuerdo a las características del sistema, la disponibilidad de espacio, distancias de aislamiento y el factor económico.

En los sistemas de distribución, además del problema de la protección de los equipos eléctricos, se representan el de la continuidad del servicio, es decir la protección que se planea en las redes de distribución se hace pensando en los dos factores mencionados anteriormente. Para satisfacer esta necesidad se ideó un interruptor de operaciones automáticamente que no necesita de accionamiento manual para sus operaciones de cierre o apertura, es decir, construido de tal manera que un disparo o un cierre está calibrando de antemano y opera bajo una secuencia lógica predeterminada y constituye un interruptor que se abre o cierra de acuerdo con las necesidades de la red de distribución que se va a proteger.

Este interruptor recibe, por estas condiciones, el nombre de reconectador o *recloser*. Un reconectador no es más que un interruptor de aceite con sus tres contactos dentro de un mismo tanque y que opera en capacidades de interrupción relativamente bajas y tensiones no muy elevadas.

Los reconectadores normalmente están contruidos para funcionar con tres operaciones de recierre (cierre automático) y cuatro aperturas con un intervalo de tiempo calibrado y predefinido entre una y otra, entre tanto, al momento de realizarse la última apertura el cierre debe ser manual.

2.4.2.6. Fusibles de potencia

Los fusibles son dispositivos que permiten el paso constante de la corriente eléctrica hasta que ésta supera el valor máximo permitido. Cuando esto sucede, el fusible inmediatamente cortará el paso de la corriente.

El mecanismo que posee el fusible para cortar el paso de la electricidad consta básicamente en que, una vez superado el valor establecido de corriente permitido, el dispositivo se derrite, abriendo el circuito, lo que permite el corte de la corriente, para extinguir el arco, el fusible por lo general se encuentra en una cámara en la cual se pueda extinguir el arco. Los fusibles son mayormente empleados en media tensión, en conexión de bancos de capacitores y reactores en media tensión.

2.4.2.7. El *By-Pass*

El *by-pass* es la denominación comúnmente utilizada en Guatemala para la utilización de un camino alternativo para la corriente en un sistema de potencia, comprende la utilización de un seccionador en paralelo al equipo de medición, protección y maniobra, (TC, TP, seccionadores de línea e interruptor) el cual es utilizado para aislar tanto física como eléctricamente un equipo para facilitar su mantenimiento y cumplir con la condición n-1 al fallar el mismo, tiene la característica que es mucho más sencillo en equipamiento que la ruta principal de la corriente.

2.4.3. Configuraciones de bahías de conexión

Luego de descritos los elementos más importantes que forman parte de una bahía de conexión, ya sea, de transformador, capacitor, reactor o línea, se

pasará a dar una muestra de algunas de las posibles configuraciones de los campos de conexión; la configuración dependerá de gran manera del nivel de voltaje, de las características del sistema, del espacio físico con el que se cuenta en la subestación, la importancia de la subestación y el aspecto económico. A continuación se describen los tipos de configuraciones que corresponden a los mayormente utilizados por las empresas transportistas de Guatemala.

2.4.3.1. Bahía de conexión de línea (alta tensión)

- Conexión completa: apartarrayos, TP's, TC's, seccionador con puesta a tierra para línea, interruptor de potencia y seccionadores de barra.
- Conexión mínima: apartarrayos y seccionadores.

La configuración antes descrita podrá variar, dependiendo de la configuración de la barra, por lo que el equipamiento de los campos de conexión es únicamente referencial y corresponde a los más comúnmente utilizados en Guatemala.

2.4.3.2. Bahía de conexión de línea (media tensión)

- Conexión completa: seccionador de barra, *recloser*, transformador de corriente y transformador de voltaje, seccionador de línea y apartarrayos.
- Conexión mínima: seccionador de barra, *recloser*, seccionador de línea.

La configuración o equipamiento puede variar según sean las condiciones ya descritas, así mismo, la entrada podrá contar o no con *by-pass*, por lo que el equipamiento de los campos de conexión son únicamente referenciales.

2.4.3.3. Bahía de conexión de transformador de potencia

- Configuración completa: apartarrayos, TP's, TC's, seccionadores, e interruptor de potencia.
- Configuración mínima: apartarrayos y fusible de potencia; generalmente usada para la conexión de transformadores de servicios auxiliares y conexiones en media tensión.
- Las configuraciones con interruptor, por lo general, tienen un *by-pass* para el interruptor

La configuración podrá variar dependiendo de la configuración de la barra, por lo que el equipamiento de los campos de conexión son únicamente referenciales y corresponden a los más comúnmente utilizados en Guatemala.

2.4.3.4. Bahía de conexión de transformador de servicios auxiliares

Generalmente, conectado a la barra de media tensión mediante fusibles de potencia dada la poca potencia que éste maneja, su función es conectar el transformador que cambia el nivel de voltaje de media a baja tensión para la alimentación de los equipos auxiliares de la subestación.

2.4.3.5. Bahía de conexión de capacitores y reactores

Dependiendo del nivel de voltaje, así como la capacidad de potencia reactiva, el equipamiento del campo podrá tener únicamente fusibles o utilizar la misma configuración que una bahía de conexión de línea o transformador.

2.4.4. El transformador de potencia

Es el elemento más importante, así como el de mayor costo en una subestación de transformación, el cual, permite aumentar o disminuir la tensión del sistema, manteniendo la frecuencia y la potencia.

El transformador es un dispositivo que convierte la energía eléctrica alterna de un cierto nivel de voltaje, en energía alterna de otro nivel de voltaje, por medio de la acción de un campo magnético. Son dispositivos basados en el fenómeno de la inducción electromagnética y están constituidos, en su forma más simple, por dos bobinas devanadas sobre un núcleo cerrado de hierro dulce o hierro silicio. Las bobinas o devanados se denominan primario y secundario según correspondan a la entrada o salida del sistema en cuestión, respectivamente. También existen transformadores con más devanados; en este caso, puede existir un devanado terciario, en el cual, se obtiene un nivel de tensión de menor que el secundario el cual es usado para la alimentación de servicios auxiliares o para continuar con el transporte de energía en otro nivel de voltaje.

Las funciones y características principales de un transformador de potencia son:

- Transferir energía eléctrica de un circuito a otro conservando la frecuencia y la potencia constante
- Aumentar o disminuir el voltaje de un sistema de potencia
- Transferir potencia de un nivel de voltaje a otro

Los transformadores de potencia pueden ser trifásicos o monofásicos, la elección del tipo de transformador dependerá grandemente de la importancia de una subestación y el espacio físico con el que se cuenta.

- El transformador trifásico: como su nombre lo indica, es el que es capaz de cambiar de nivel de tensión de un sistema trifásico en una misma unidad, tiene la ventaja que el costo por unidad de potencia respecto el equivalente monofásico es menor, asimismo, ocupa menos espacio en una subestación y requiere menor mantenimiento y equipo de protección. El inconveniente que presenta, es que al fallar una sola fase del transformador el transformador completo debe salir de servicio, asimismo, la capacidad de un transformador trifásico se ve limitada por el tamaño del mismo, ya que a mayor capacidad, mayor debe ser el volumen y peso del transformador, lo que dificulta su traslado. En el caso de Guatemala se utilizan para potencias menores a los 100 MVA.
- El transformador monofásico: puede transformar el voltaje de una sola fase de un sistema trifásico por unidad, su costo por unidad de potencia es mayor al de su equivalente trifásico, ya que se requieren tres unidades, el mantenimiento requerido para un banco de transformación es mayor debido también, a que son tres unidades, el espacio requerido para su instalación es mayor y requiere mayor inversión inicial. La gran ventaja es

que al estar separadas las fases, es el aumento de la confiabilidad que brinda esta configuración, ya que la falla de una fase no limita la operación de las otras dos, por lo general se utilizan cuatro transformadores trifásicos, tres en servicio y uno de reserva, esto da gran versatilidad y confiabilidad al sistema, ya que al fallar una fase, rápidamente puede ser reemplazada por el transformador de potencia. La utilización de bancos de transformadores monofásicos se da principalmente, para potencias de 75 MVA en adelante, ya que la potencia se distribuye entre los tres transformadores, esto significa que el tamaño de cada transformador monofásico será mucho más pequeño que un sólo transformador trifásico, la utilización de unidades más pequeñas facilita en gran manera el transporte y manipulación de los mismos hasta su ubicación física. La utilización de bancos de transformadores monofásicos se da en las subestaciones principales y por las cuales transita un flujo de potencia elevado, en el caso de Guatemala se utilizan en las subestaciones Escuintla 1, Guatemala Sur, Guatemala Norte, Guatemala Este, Los Brillantes, La Esperanza, Huehuetenango, Panaluya, Tactic, entre otras.

Otra característica de los transformadores de potencia que incide directamente en el costo del transformador, es su capacidad de regular la tensión con carga, estos transformadores son comúnmente llamados autorregulados u *OLTC* por sus siglas en inglés (*On Load Tap Changer* / cambiador de tomas bajo carga) y los que no tienen tal característica son llamados convencionales. Los transformadores son utilizados únicamente para cambiar el voltaje de la red de transmisión o para la regulación del voltaje sin desconectar la carga, en contraste, los transformadores convencionales cuando es necesaria esta regulación, se le agregan unidades reguladoras por separado, esta situación se da dependiendo del requerimiento del transportista, ya que son

generalmente, utilizados en subestaciones de distribución y alimentan salidas de distribución.

En Guatemala, en los casos en que el transformador es convencional sin capacidad de regulación de voltaje bajo carga, se utilizan reguladores de voltaje monofásicos para las salidas de media tensión y así mantener los estándares de calidad requeridos cuando las condiciones de voltaje así lo requieren.

2.4.5. Otros equipos de la subestación

Los equipos anteriormente descritos, forman parte importante y son los equipos principales de la subestación, son necesarios, de acuerdo a las condiciones del sistema o importancia de la subestación y para la prestación del servicio de transporte de energía eléctrica; lo anterior no indica que no existan otros equipos complementarios y/o necesarios para el funcionamiento de una subestación, por lo que de forma indicativa, se describirán a continuación:

2.4.5.1. Bancos de capacitores

Los bancos de capacitores o bancos de condensadores son utilizados en subestaciones para: compensar la energía reactiva (o factor de potencia), disminuir caídas de tensión, minimizar pérdidas de energía, ampliar la capacidad de transmisión de potencia activa en los cables; todo esto, con el objetivo de mejorar la calidad de la energía y estabilidad del sistema. Su función se resume en aportar energía reactiva (medida en Megavoltio amperio reactivo o MVAR) al sistema de transmisión. El valor de la capacidad a instalar y la instalación o no de los mismos, deberá ser determinada mediante estudios de flujo de carga y estabilidad. Se fabrican para instalación interior bajo techo o para instalación a la intemperie

2.4.5.2. Bancos de reactores

Su función es la misma que la de un banco de capacitores, con la diferencia que en lugar de aportar energía reactiva al sistema, consumen los excedentes de energía reactiva del sistema; generalmente instalados al final de líneas de transmisión largas para compensar el efecto capacitivos de la línea y evitar sobrevoltajes que puedan ser peligrosos para las personas, los equipos y el sistema en general.

2.4.5.3. Reguladores de tensión

Es un dispositivo con la característica de tener la capacidad de cambiar la tensión de la red de distribución de forma dinámica y en condición de operación bajo carga. El regulador de tensión consiste en una bobina sumergida en aceite dentro de un tanque, dicha bobina cuenta con una serie de pasos o *taps*, a través de los cuales, es posible obtener diferentes niveles de tensión, en base a la medición y comparación del voltaje del sistema, un dispositivo mecánico selecciona el *tap* que brinde el nivel de voltaje preestablecido. La utilización de reguladores de tensión se hace con motivo de mantener la regulación de voltaje dentro de los límites técnicos y de calidad requeridos.

2.4.5.4. Trampas de onda

Las trampas de onda son dispositivos que se conectan en serie en las líneas de alta tensión para realizar transmisión de datos a través de onda portadora (Power Line Carrier o *PLC* por sus siglas en inglés).

2.4.5.5. Protecciones

Son todos los equipos y sistemas utilizados para la protección tanto del equipo eléctrico como la seguridad de las personas. De acuerdo a su característica de operación y criterios de selección, se puede mencionar:

- Relevadores diferenciales
- Relevadores direccionales
- Relevadores de sobrecorriente
- Relevadores de comparación de fase
- Relevadores de distancia

2.4.5.6. Sistemas de control automático y a distancia

El sistema más utilizado en Guatemala es el *SCADA*; es el acrónimo de Supervisory Control And Data Acquisition, por sus siglas en inglés (supervisión, control y adquisición de datos). Un *SCADA*, es un sistema basado en computadores que permite supervisar el estado y controlar a distancia una los elementos del sistema eléctrico en tiempo real.

2.4.6. Líneas de transmisión

Una línea de transmisión de energía eléctrica o línea de alta tensión es básicamente el medio físico mediante el cual se realiza la transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias. Está constituida tanto por el elemento

conductor, usualmente cables de cobre o aluminio, como por sus elementos de soporte.

2.4.6.1. Generalidades de una línea de transmisión

Existen una gran variedad de tipos torres de transmisión en alto voltaje. En Guatemala, las más utilizadas son las torres de celosía, los postes de hormigón autoportados y con retenidas, postes de acero autoportados y con retenidas, postes en configuraciones H, configuraciones triangular, bandera y horizontal, en simple y doble circuito, con uno o dos conductores por fase. Todas estas configuraciones con diferentes variantes constructivas y con diferente precio de materiales, montaje y construcción. La elección de cada una de éstas dependerá del nivel de voltaje, presupuesto e importancia de la línea.

Sin importar el tipo de línea utilizada, las estructuras que forman parte de una línea tendrán 3 funciones claramente diferenciadas, las cuales son:

- Estructura de ángulo, la cual debe ser mucho más fuertes para soportar las grandes tensiones generadas por el peso del conductor, fuerza del viento y tensiones en distintos ángulos. Son usadas generalmente cuando es necesario dar un giro con un ángulo entre 30° y 90° .
- Las estructuras de desvío, también, cambian la dirección de la línea, pero en un ángulo menor, estando este en un rango de 5° a 30° .
- Las estructuras o torres de suspensión no soportan fuerzas con componentes en diferentes ángulos, únicamente los que puedan generar el viento y el peso de la línea, son utilizadas para tramos rectos de línea sin desvíos mayores a 5° .

El voltaje y la capacidad de la línea de transmisión afectan directamente tanto el costo como el tipo de línea. Por ejemplo, la resistencia y robustez de la estructura de la torre varía directamente según el calibre del cable a soportar, así como la cantidad de circuitos y conductores por fase. Las torres pueden ser postes simples de concreto para las líneas de transmisión pequeñas hasta 69 kV, para estructuras de mayor voltaje se pueden ser torres complejas de celosía de acero, al estar éstas formadas por estructuras hechas de perfiles de acero, como medio de sustentación del conductor, se emplean aisladores de disco y herrajes para soportarlos.

Asimismo, se puede diferenciar otras características que afectarán el diseño y costo final de una línea, tales como: el tipo de suelo (rocoso, arenoso, normal, etcétera), el tipo de área por donde pasa la línea (si es urbana o rural), la topografía del terreno (llano, montañoso, ondulado o quebrado), por mencionar algunos.

2.4.6.2. Tipos y clasificación de las líneas de transmisión

Existen gran variedad de configuraciones, tipos, formas, tamaños y diseños de líneas de transmisión, en sí mismo, puede ser un tema completo de estudio el definir y explicar las distintas líneas de transmisión. Considerando los alcances del presente trabajo, únicamente se dará una breve descripción de los tipos de línea de transmisión comúnmente utilizados en Guatemala.

En este sentido, el tipo de soporte (poste o torre) es el que diferenciará en mayor medida el diseño de la línea de transmisión, es por este motivo que se hará reseña de los mayormente utilizados en el sistema guatemalteco.

2.4.6.3. Postes de madera tratada

Su campo de aplicación es casi exclusivamente en líneas de media y baja tensión en áreas rurales, son escasamente utilizados en Guatemala para el transporte de energía a altas tensiones; únicamente utilizados para líneas de transmisión antiguas en 69 kV y que aun se encuentran en funcionamiento.

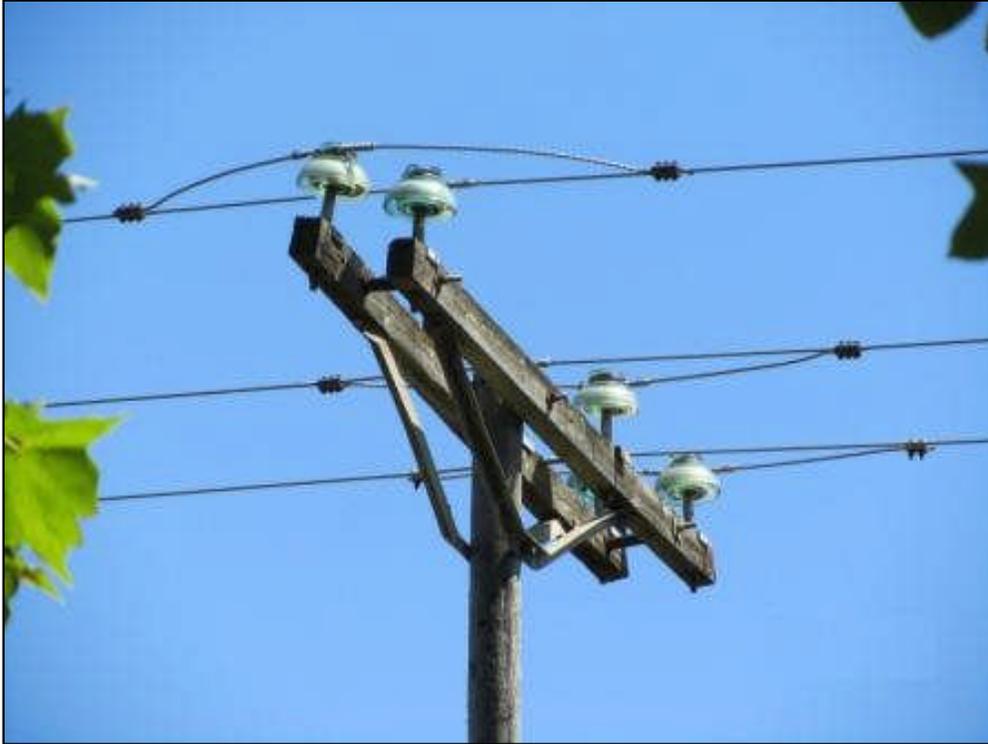
Normalmente, los postes de madera empleados en las líneas son de pino, abeto y castaño; este último es de mayor duración, pero su precio es más elevado y, por tanto, disminuye su aplicación.

La vida de un poste de madera es relativamente corta; la putrefacción de la madera se hace sentir con mayor intensidad en la parte inferior. La vida media es aproximadamente de diez años. Se puede llegar a doblar tal duración protegiendo el poste mediante tratamiento con imprimación protectora.

La utilización de este tipo de estructuras presente ventajas e inconvenientes, entre los cuales es posible mencionar:

- Ligereza y consiguiente facilidad de transporte
- Bajo precio frente al hormigón y acero
- Vida media relativamente corta
- No permite la instalación de grandes vanos
- Esfuerzo mecánico disponible en cabeza del poste y altura limitados

Figura 12. **Poste de madera tratada**



Fuente: 4ta. Avenida y 27 calle de la zona 12, Ciudad de Guatemala.

2.4.6.4. Poste de hormigón armado o concreto

El poste de hormigón armado es el más utilizado en las líneas eléctricas de ubicadas en aéreas urbanas o donde el espacio para la instalación de una torre es reducido por cuestiones de utilización de terreno, pero al mismo tiempo, existe el espacio necesario para colocar la maquinaria que instale el poste.

Los postes de hormigón tienen la ventaja de no necesitar conservación y su duración es mayor a la de los postes de madera, pero tienen el inconveniente de que su costo es mayor que los de madera y, como su peso es grande,

aumentan los gastos de transporte cuando no se fabrican en el lugar de emplazamiento. Tienden a desplazar a los postes de madera a partir de los 15 kV y, en algunos casos, en baja tensión.

Para mejorar las cualidades del hormigón armado, la fabricación de los mismos se lleva a cabo mediante vibración, centrifugado y actualmente por pre compresión.

De igual forma, su utilización presenta distintas ventajas e inconvenientes:

- Amplia gama de medidas y resistencias
- Permiten vanos muy grandes
- Son más caros y pesados que los de madera
- Tienen mayor fragilidad que los de madera

La figura 13 ilustra un poste de concreto utilizado para la transmisión de energía eléctrica.

Figura 13. **Poste de concreto**



Fuente: 7ma. Avenida y 23 calle de la zona 12, Ciudad de Guatemala.

2.4.6.5. Postes metálicos

El metal más empleado en la fabricación de este poste es el acero en forma de tubo o bien de perfiles laminados en L, U, T, H; en algunos casos se emplea hierro fundido o aleaciones ligeras de aluminio al acero. Para unir los diversos perfiles se emplean remaches, tornillos, pernos y, en algunos casos, la soldadura.

Está formado por tubos de acero de diferentes diámetros, fabricados de una sola pieza, o de varias secciones (también llamados postes seccionados), con juntas tubulares o cilíndricas, mediante tornillos.

El poste tubular es ligero y resistente y de mejor aspecto exterior. Se emplea para instalaciones en el interior de poblaciones urbanas donde el espacio disponible para su instalación es reducido.

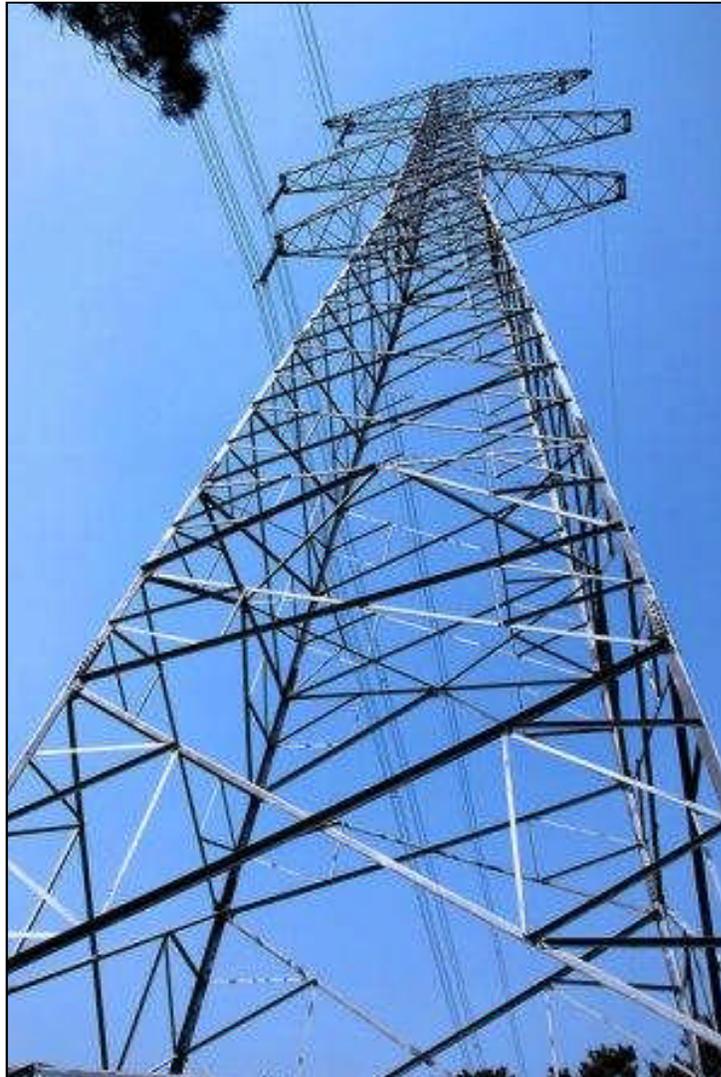
2.4.6.6. Torres de celosía

Las torres de celosía son estructuras fabricadas utilizando perfiles de acero armados mediante remaches, tornillos o soldadura. La ventaja básica de las torres de celosía es su costo, puesto que una torre de celosía requiere sólo la mitad de material que una torre tubular de acero sin sustentación adicional y con la misma o mayor rigidez. La principal desventaja de este tipo de torres es su apariencia visual y el espacio de terreno para ser instalada, son mayormente utilizadas para vanos largos (mayores a 150 m) y terreno montañoso y/o rural donde existe el espacio suficiente para colocar las fundiciones de la torre y al mismo tiempo, por cuestiones de acceso y topografía no es posible colocar un poste de concreto o acero.

Las torres de celosía se construyen generalmente, de forma tronco piramidal, de cuatro caras iguales; en algunos casos, pueden ser también de forma rectangular. Las celosías laterales se organizan preferentemente en forma de entramado triangular sencillo, con una inclinación de unos 30°.

La torre de celosía es empleada en líneas de transporte de altas y muy altas tensiones. Su forma y dimensiones dependerán de los esfuerzos a que estén sometidos, de la tensión de la línea y de la distancia entre torres.

Figura 14. **Torre de celosía doble circuito**



Fuente: kilómetro 171 CA2, Retalhuleu.

2.4.6.7. Postes en configuración H

Es una configuración muy comúnmente utilizada en el transporte de energía en Guatemala, mayormente para el transporte en 69 kV y en algunos

casos para 138 kV; está formado por dos o tres postes de concreto con retenidas y un crucero de madera o metal, su aplicación se ha extendido mayormente a áreas rurales y de terreno ondulado y hasta montañoso. Su ventaja es el bajo costo de los materiales y montaje, así como la facilidad de transportar postes más pequeños y livianos.

Su desventaja es que por su configuración, únicamente consta de un circuito trifásico y dos hilos de guarda, además, no puede ser utilizada en lugares donde no es posible el izado de postes.

Figura 15. Configuración H de dos postes



Fuente: kilómetro 173 CA 9, Baja Verapaz.

2.4.7. Equipos y componentes de una línea de transmisión

Si importar el tipo de poste o torre seleccionada, ya sea hormigón, metal o celosía, el equipo y componentes de una línea, serán en funcionamiento, prácticamente los mismos, variando únicamente en el tamaño y tecnología según las condiciones del clima, nivel de voltaje de la línea y el factor económico.

2.4.7.1. Conductor

Es posible considerar al conductor o cable como el elemento más importante de una línea de transmisión, ya que es a través de él que se transporta la energía eléctrica, es este mismo elemento el que define la capacidad de una línea de transmisión. Las líneas pueden tener uno o más conductores por una fase.

Tradicionalmente se utilizan conductores desnudos hechos por lo general, de aluminio reforzados con acero o de aleación de aluminio, utilizándose mayormente para la transmisión de energía eléctrica los conductores de aluminio con refuerzo de acero por tener un costo menor.

Existen diferentes tipos de conductores que varían tanto por su constitución y disposición física como por su diámetro.

En función de su constitución física, se pueden encontrar:

- AAAC - All Aluminum Alloy Conductor (conductor de aleación de aluminio).

- *ACAR* - Aluminium Conductor Alloy Reinforced (conductor de aleación de aluminio reforzado).
- *ACSR* - Aluminum Conductor Steel Reinforced (conductor de aluminio con refuerzo de acero).
- *AAC* - All Aluminum Conductor (conductor de aluminio).

De acuerdo a su diámetro, se encuentran denominaciones desde 25,2 *MCM* (*MCM* = Miles de Circular Mills / Miles de Milímetros Circulares) hasta 1780 *MCM*; cabe mencionar que el costo del conductor estará determinado, principalmente, por el tamaño de su diámetro, a mayor diámetro, mayor costo.

En el sistema de transmisión de Guatemala, se encuentra por lo general los siguientes conductores:

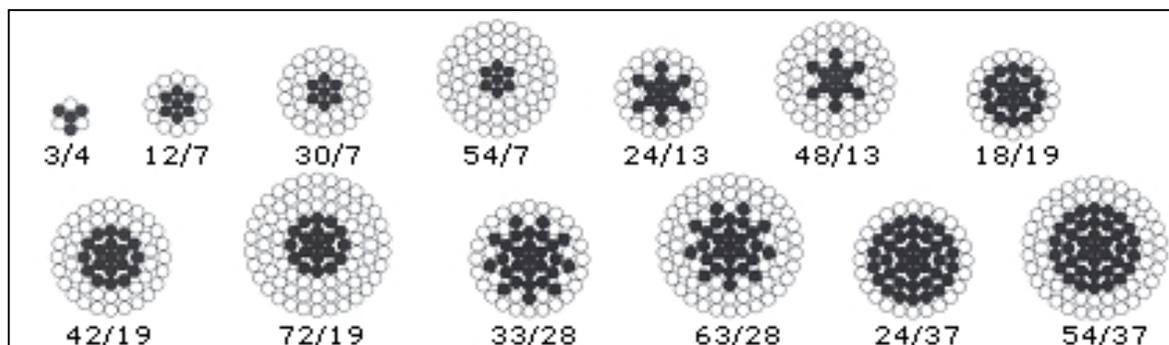
- *ACAR 1280 MCM*, ampacidad = 1 110 amperios
- *ACAR 1024,5 MCM*, ampacidad = 1 040 amperios
- *BLUEJAY 1113 MCM ACSR*, ampacidad = 790 amperios
- *FLINT 740,8 MCM AAAC*, ampacidad = 790 amperios
- *HAWK 477 MCM ACSR*, ampacidad = 460 amperios
- *CAIRO 465,4 MCM ACSR*, ampacidad = 440 amperios
- *DARIEN 559,5 MCM ACSR*, ampacidad = 510 amperios

- *CANTON* 394,5 MCM ACSR, ampacidad = 405 amperios
- *LINNET* 336,4 MCM ACSR, Ampacidad = 360 amperios
- *PARTRIDGE* 266,8 MCM ACSR, ampacidad = 305 amperios
- *PIGEON* 3/0 ACSR, ampacidad = 205 amperios
- *RAVEN* 1/0 ACSR, ampacidad = 150 amperios

Los datos de ampacidad anteriormente indicados, son de referencia con base en una temperatura ambiente de 20 °C sin viento y con sol, de acuerdo al catálogo de productos de Nexans y Viakon-Condumex, publicados en la página www.nexans.es, consulta realizada en noviembre de 2011.

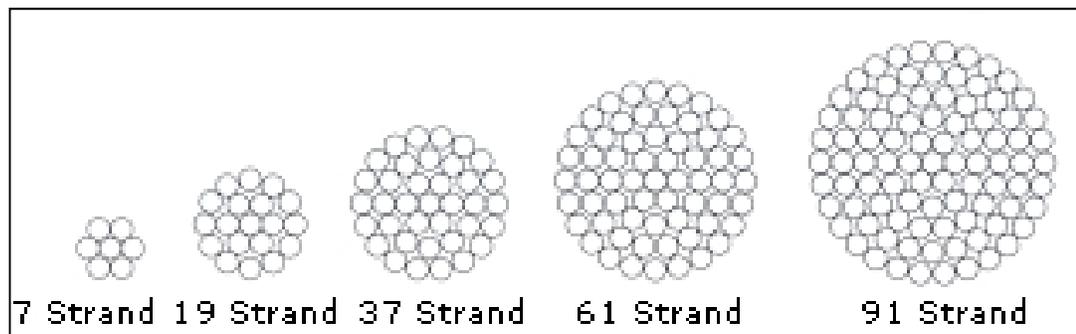
La constitución física los tipos de conductores es ilustrada en las figuras 16 y 17.

Figura 16. **Conductores ACAR y ACSR**



Fuente: Catálogo en línea de productos Grupo Arruti, www.grupoarruti.com. Consulta 15-7-2011.

Figura 17. **Conductores AAC y AAAC**



Fuente: Catálogo en línea de productos Grupo Arruti, www.grupoarruti.com. Consulta 15-7-2011.

2.4.7.2. Hilo de guarda o cable de guarda

Los cables de guarda instalados en las líneas de alta tensión, son cables sin tensión que se colocan en la parte más alta en las líneas de transmisión, se conectan a la misma estructura metálica en cada torre o a conductores de cobre al sistema de tierras, su función principal es la protección contra descargas electro atmosféricas blindando a la línea de transmisión.

El hilo de guarda generalmente, está constituido por un cable de acero galvanizado de menor diámetro que los conductores, de acuerdo a requerimientos propios de protección, comunicaciones o económicos, el hilo de guarda puede o no contener un hilo de fibra óptica en su interior, denominándose este cable *OPGW* (Optical Ground Wire / cable de guarda con fibra óptica), cuya función adicional al blindaje de la línea, es la transmisión de datos e información.

2.4.7.3. Conjuntos de amarre y suspensión (morsetería)

Son todos los elementos que sostienen el conductor e hilo de guarda de una línea de transmisión a la torre o poste, existen gran variedad de diseño, función y forma de elementos, entre éstos se pueden mencionar:

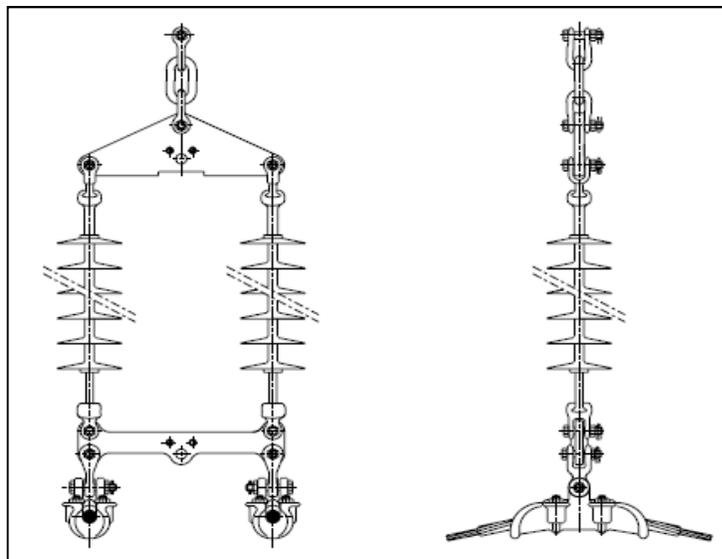
- Amortiguadores: su función es disminuir y atenuar las vibraciones que pueda sufrir el conductor de una línea de transmisión.
- Grapas de amarre y suspensión: elementos destinados a sostener y fijar el conductor en el caso de las grapas de amarre, o para suspender el conductor en el caso de las grapas de suspensión.
- Conectores: elementos destinados a unir dos cables diferentes.
- Horquillas: se utilizan normalmente para conectar los herrajes finales de la cadena de aisladores con las grapas de amarre y suspensión.
- Hebillas: elemento parte de una cadena de amarre o suspensión.
- Grilletes: elemento parte de una cadena de amarre o suspensión.
- Yugos: elemento parte de una cadena de amarre o suspensión.
- Tornillería y arandelas: elementos utilizados para unir y fijar partes de una cadena de amarre o suspensión a las estructuras de soporte.
- Anclas o retenidas: están constituidas de cables conectados a tierra, su función es transferir los esfuerzos de la punta del poste a tierra.

2.4.7.4. Aisladores

Sirven de apoyo y soporte a los conductores, al mismo tiempo que los mantienen aislados de la estructura de soporte. El material más utilizado para los aisladores es la porcelana, el vidrio y materiales sintéticos como resinas epoxi. De manera general, los aisladores se pueden clasificar en:

- Aisladores fijos: unidos al soporte por un herraje fijo y no pueden, por consiguiente, cambiar normalmente de posición después de su montaje.
- Aisladores en cadena: constituidos por un número variable de elementos según la tensión de servicio; formando una cadena móvil alrededor de su punto de unión al soporte. Este es el tipo de aislador más empleado en media y en alta tensión pudiendo ser de vidrio o poliméricos.

Figura 19. Cadena de aisladores

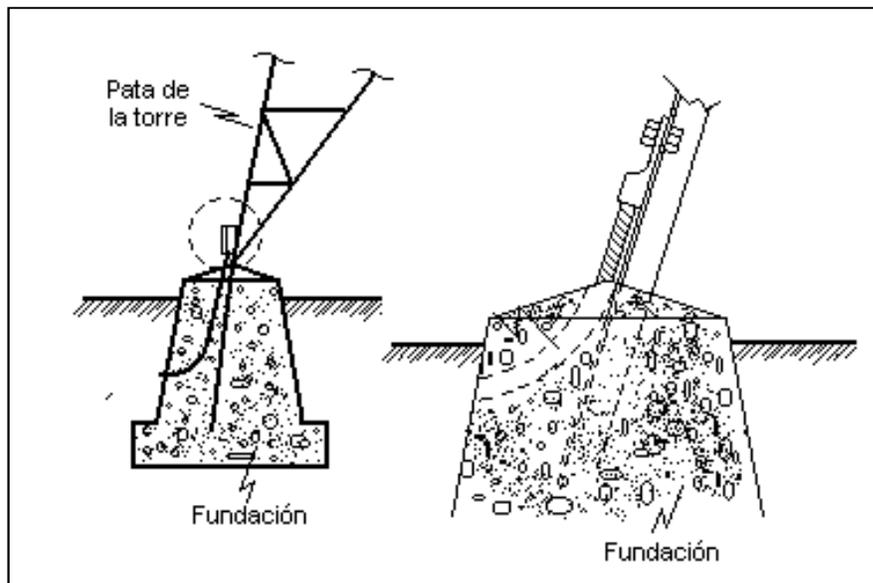


Fuente: Catálogo en línea de productos Grupo Arruti, www.grupoarruti.com. Consulta 15-7-2011.

2.4.7.5. Fundaciones o cimentaciones

Corresponden a los apoyos de las estructuras de las torres de transmisión, cuya misión es transmitir las cargas de la torre al suelo, constituidos principalmente por concreto fundido.

Figura 20. Cimentación de una torre



Fuente: Catálogo en línea de productos Grupo Arruti, www.grupoarruti.com. Consulta 15-7-2011.

2.4.7.6. Red de tierras

El sistema de tierras de una estructura es un conjunto de conductores que se encuentran instalados de forma subterránea alrededor de las estructuras, dichos conductores se encuentran conectados al hilo de guarda y a la estructura misma, su función es brindar un camino de poca resistencia a tierra para la corriente de falla en una línea.

2.5. Terrenos y servidumbres

Terreno: espacio físico geográfico en el cual se construirá una subestación eléctrica. La ubicación ideal de una subestación es un tema de análisis, ya que técnicamente debe encontrarse en la periferia de los centros de carga a alimentar, situación que no siempre es coincidente con la ubicación más económica.

El tamaño del terreno viene dictado por la complejidad y características de la subestación, que van desde el nivel o niveles de tensión, cantidad de campos de conexión a maniobrar, espacio necesario para la maniobra de maquinaria dentro de la subestación, transformación instalada en la subestación, proyecciones de crecimiento de la subestación, entre otros.

La topografía es otro aspecto incidente en el terreno, ya que el mismo debe reunir características necesarias tanto para la seguridad de los equipos como el personal, no debe encontrarse a la orilla de barrancos, no ser terreno muy escarpado, no tener pendientes pronunciadas, no debe necesitar ser rellenado y ser de fácil acceso, entre otros.

Considerando que una subestación es diseñada y construida para tener una vida útil del orden de decenas de años, a excepción de escasas ocasiones, no es económica viable el alquiler o arrendamiento del terreno, por lo cual debe ser adquirido y forma parte integral del costo de construcción de una subestación.

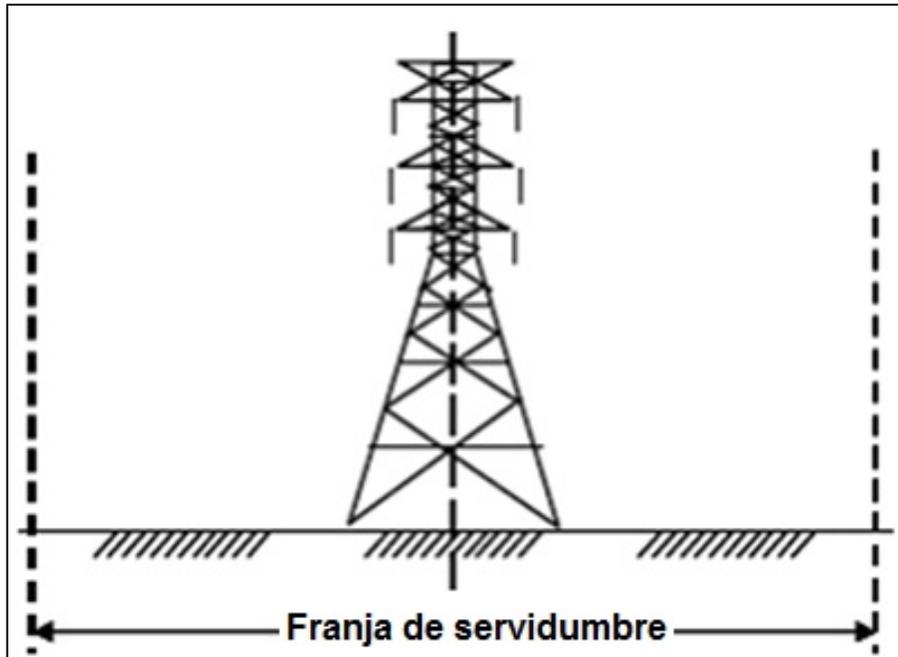
En el ámbito jurídico, la servidumbre se presenta como un derecho real, que recae sobre un bien ajeno, y que consiste en la posibilidad de utilizar dicho bien y de servirse de él de una manera más o menos plena. Una servidumbre

eléctrica será entonces, el derecho de la utilización de un terreno o bien, para la construcción, paso y mantenimiento de una línea de transmisión y la realización de las actividades que para estos fines sean necesarias, así como de las actividades que se pueden realizar en el área en la cual se constituye la servidumbre. El pago de servidumbre constituye un único pago y la duración de la servidumbre es por tiempo indefinido. Al constituir la servidumbre una erogación al momento de construir una línea de transmisión, esta debe tomarse en cuenta dentro del costo de la línea, siendo difícil estimar el costo exacto de una servidumbre, ya que depende tanto del criterio del propietario, como de la capacidad de negociación del interesado en adquirir la servidumbre.

La constitución de la servidumbre, consiste en la limitación de una franja de servidumbre, cuyo ancho corresponde a una porción de terreno a lo largo de una línea de transmisión de energía eléctrica, dicho ancho es calculado de acuerdo a normas técnicas eléctricas y tiene por objeto resguardar la seguridad de las personas y sus bienes estableciendo distancias mínimas entre una construcción y una instalación eléctrica, evitando con ello la exposición prolongada de personas a campos eléctricos y magnéticos.

La figura 21 ilustra la disposición física de la franja de servidumbre de una línea de transmisión constituida por torres de celosía doble circuito.

Figura 21. Franja de servidumbre



Fuente: <http://www.portalelectricos.com/retie/cap4art22.php>. Consulta 15-07-2011.

En resumen, los elementos anteriormente desarrollados, comprenden los componentes más importantes de las instalaciones de un sistema de transmisión de energía eléctrica, en definitiva, no son los únicos que pueden estar presentes, ya que existe gran variedad de tecnologías, configuraciones y opciones que hacen que el equipamiento de una instalación, pueda ser extremadamente variado; pero en esencia, una instalación de transmisión tendrá estos equipos o configuraciones en mayor o menor medida.

3. UNIDADES DE CONSTRUCCIÓN ESTÁNDAR (UCE)

En la actualidad, la utilización de unidades de construcción constituye una herramienta utilizada en distintos campos, tales como: telecomunicaciones, sistemas de agua potable, urbanizaciones y construcción de viviendas, distribución de energía eléctrica y, desde luego, en la transmisión de energía eléctrica, por mencionar algunas actividades; de esta cuenta, es posible indicar que los campos de aplicación de esta herramienta son variados, pero su aplicación en todas estas actividades convergen en un mismo fin: constituir un ordenamiento y estandarización de equipos, materiales y procedimientos a utilizar para la realización de una actividad, de manera que la misma pueda ser replicada y desarrollada de forma eficiente, práctica, económica y fácil.

Por ejemplo, en el caso de las urbanizaciones y construcción de viviendas, a través del uso unidades de construcción, se hace más eficiente la construcción de una serie de viviendas con un mismo diseño, ya que se facilita la cuantificación de los materiales a utilizar para cada una de las viviendas; los procedimientos de construcción se hacen más exactos y eficientes ya que estos serán repetitivos para cada una de las construcciones; con base en las unidades de construcción, es posible conocer el tiempo de construcción de cada vivienda y la cantidad de personal necesario para construirla, así como las especialidades necesarias de cada persona que participa en la construcción.

Desde el punto de vista de otra actividad, en este caso la de distribución de energía eléctrica, se utilizan unidades estandarizadas para la construcción y diseño de la red; esto facilita en gran manera no solamente la construcción, sino que también, la operación y mantenimiento de la misma; cabe mencionar que

actualmente las principales empresas distribuidoras de Guatemala cuentan con su propio catálogo de unidades de construcción, las cuales son aplicadas en forma real a sus propias redes, ya que la utilización de unidades de construcción les permite almacenar un inventario de materiales y equipos predefinidos para la construcción y diseño de la red, así como realizar operaciones y mantenimientos de forma eficiente; esta uniformización de materiales asegura la compatibilidad de los materiales unos con otros, de forma que se evitan gastos innecesarios y tiempo en buscar compatibilidad, al mismo tiempo que es más fácil para el personal encargado el aprendizaje o la identificación del tipo de construcción con base en las unidades y la estandarización de procedimientos; es a través de las unidades de construcción que todas estas actividades se realizan de forma ordenada, eficiente y fácil.

Las facilidades y ventajas que la utilización de unidades de construcción presentan, han sido aprovechadas y aplicadas al campo de la transmisión de energía eléctrica, no solamente en la forma convencional para la construcción, diseño y mantenimiento de las instalaciones y redes, sino que ha obtenido un enfoque destinado a la valorización de las instalaciones, o dicho en otras palabras, a la obtención del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR); es este enfoque y aplicación de las unidades de construcción, el punto de interés en el presente trabajo y que será desarrollado a en el presente capítulo.

Este enfoque destinado a la obtención del VNR, no está orientado a la obtención del Valor Presente Neto de las instalaciones, sino que, considerando que el uso final del VNR será la fijación de un Peaje de transmisión, la utilización de las unidades de construcción está orientada a la valorización de instalaciones que sean eficientes, de forma que su diseño sea el óptimo para la función que desempeña, y económicamente adaptadas, minimizando los costos totales de inversión, operación, mantenimiento y pérdidas; en este sentido, las unidades de

construcción son utilizadas como una herramienta que permite la valorización de una red de transmisión de forma fácil y ordenada a través del rediseño y estandarización de las instalaciones, de manera que se obtenga una modelación y representación eficiente de las instalaciones que componen la red, a través de una aproximación práctica y sencilla utilizando una metodología que permita rediseñar y valorizar la red de forma eficiente y económica.

Con el objetivo de desarrollar y explicar de forma detallada la esta representación y modelación de instalaciones, económicamente adaptadas para la posterior valorización que servirá de base para el cálculo del Peaje de transmisión de energía eléctrica de cualquier proyecto, se presentan a continuación las Unidades de Construcción Estándar, en adelante (UCE), éstas unidades comprenderán el tema central del presente capítulo, describiéndose su diseño, modelación y representación, así como sus componentes principales; dichas unidades comprenden el eje central de la metodología para el cálculo del Peaje de transmisión objeto del presente trabajo; partiendo de la descripción de los elementos necesarios para la construcción y puesta en operación de una instalación destinada al transporte eléctrico, el objetivo es que la UCE sea una representación eficiente y económicamente adaptada de las instalaciones, para las cuales se desea fijar el Peaje de transmisión.

3.1. Definición de UCE

Las Unidades de Construcción Estándar (UCE), son elementos representativos del sistema de transmisión que modelan y constituyen una estandarización de las instalaciones de transmisión de forma óptima y económica, que realizan la misma función y prestan el mismo servicio cumpliendo los estándares de calidad al mínimo costo. Las UCE son la base de

un modelo de valorización de las redes de transmisión basado en la estandarización de las instalaciones.

También, las UCE constituyen la representación, modelación y esquematización de un conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, que puede ser orientada a la conexión de otros elementos de una red (bahías de línea, bahías de transformador, bahías y módulos de compensación, etcétera.), al transporte de energía (líneas de transmisión), a la transformación de la energía eléctrica (transformadores de potencia) o a las instalaciones auxiliares que son necesarias para realizar la actividad de transmisión de energía eléctrica (sistema contra incendio, planta auxiliar de emergencia, etcétera).

Estas unidades comprenden un conjunto de materiales dispuestos de una forma preestablecida, que a través de la variación y combinación de la cantidad dichos materiales y equipos, componen una unidad de montaje para la valorización de instalaciones eléctricas de transmisión de manera sencilla, ordenada y uniforme de acuerdo a los parámetros de optimización y economía.

3.2. Metodología de las UCE

La metodología de las UCE consiste en la representación de las instalaciones de transmisión de energía eléctrica a través de módulos estandarizados que reflejen totalmente la funcionalidad de las instalaciones reales de forma eficiente, de manera que su función, uso, ubicación, cantidad, costos y características especiales concuerden con los estándares de calidad y la prestación del servicio, pero al mismo tiempo, sean instalaciones óptimamente dimensionadas y económicamente adaptadas que representen los componentes de una red de transmisión de energía eléctrica.

Como punto de partida, la metodología de las UCE utiliza la información y constitución de las instalaciones reales que se desean representar, por lo que, debe contarse con una base de datos que contenga dicha información, así como la información de instalaciones proyectadas, ya que es a través de las características de las instalaciones reales que se definirá la cantidad, tipo y características generales de las que tendrán las UCE que serán diseñadas.

Con la información de la base de datos, se generará la lista de UCE, de manera que se satisfagan todas las condiciones que modelen la operatividad y funcionalidad del total de las instalaciones a representar, tomando en cuenta también las instalaciones proyectadas o futuras que pudieran formar parte de la red en algún momento.

Debe tomarse en cuenta que la metodología de las UCE consiste en una estandarización propiamente dicha, que busca representar la construcción y operación de instalaciones de forma óptimamente diseñadas y económicamente eficientes, que brinden el mismo servicio que las instalaciones reales cumpliendo con las normas de operación y construcción; dicho lo anterior, esta metodología deberá ser orientada a cumplir con los requisitos de diseño y optimización necesarios para la construcción de instalaciones que no necesariamente serán exactamente iguales a las instalaciones reales, por lo cual, dada su naturaleza de económicamente adaptadas, su utilización y aplicación principal comprenderá la fijación del Peaje de transmisión de energía eléctrica, pero también, puede ser utilizada para valorización de las obras existentes, proyectadas o dar valores de referencia de alternativas de construcción para un proyecto.

Aparte de la diferencia en construcción y diseño, las UCE utilizarán costos y cantidades medias eficientes de materiales, mano de obra y equipos,

estimados a partir de proyectos y obras previas que permitan la cuantificación y calificación de los componentes de las UCE. Por lo tanto, dichos costos y cantidades podrán diferir en algunos elementos en mayor o menor cantidad de las obras y gastos reales en los cuales se incurren al momento de construir una instalación destinada a la transmisión de energía eléctrica, ya que estos parámetros dependen de factores propios de cada proyecto.

El objetivo principal de esta metodología será la representación estandarizada de un sistema de transmisión que preste el mismo servicio y cumpla los estándares de calidad requeridos al mínimo costo operativo y de inversión, para poder valorizar las instalaciones existentes o proyectadas.

En síntesis, la metodología de las UCE y Valor Nuevo de Reemplazo para la fijación del Peaje comprenderá los siguientes pasos:

- a) Obtención de información de las instalaciones a modelar.
- b) Obtención de diseños, características, costos y gastos generales de instalaciones y proyectos previamente construidos.
- c) En base a las características obtenidas del inciso anterior, generar la lista de UCE que satisfagan las condiciones requeridas.
- d) Representación de las instalaciones reales en base a las UCE seleccionando la UCE mejor adaptada para cada instalación.
- e) Calcular el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones por medio de los valores de las UCE.

- f) De acuerdo a los factores económicos, calcular el Peaje de transmisión de energía eléctrica.

3.3. Elementos necesarios para la modelación de UCE

La información necesaria para generar las unidades constructivas, como se ha indicado anteriormente, parte de las instalaciones reales, ya que éstas dictarán las características específicas que deberán satisfacer las UCE generadas. De forma general, los elementos necesarios serán: para subestaciones, niveles de voltaje, cantidad de campos, configuraciones básicas de barras y campos y la ubicación geográfica de la subestación; para líneas de transmisión se utilizará información de las estructuras típicas de las líneas de transmisión, equipos instalados, cantidad y tipo de conductores y la traza geográfica de la línea; esta información se obtendrá a partir de los datos de las instalaciones existentes, información detallada de proyectos de construcción en ejecución y la información de instalaciones futuras que puedan aportar alguna información.

3.3.1. Información de las instalaciones a representar

El punto de partida de la metodología de las UCE, será la información real de las instalaciones del sistema, para el cual se desea fijar el Peaje, dicha información de forma indicativa, más no limitativa, podrá ser:

- Subestaciones:
 - Denominación o nombre de la subestación.
 - Ubicación (coordenadas geográficas).

- Zona en la que se encuentra construida (rural, urbana).
- Tipo de subestación (transformación o maniobra).
- Área de terreno utilizada y perímetro.
- Voltaje o voltajes de operación.
- Configuración de barras (simple, doble, principal y transferencia, interruptor y medio, etcétera).
- Capacidad de transformación, y características de los transformadores de potencia.
- Equipo de regulación de tensión.
- Equipo de compensación reactiva (reactores o capacitores).
- Cantidad y configuración de bahías de conexión junto con su respectivo nivel de tensión (bahías de conexión de: línea, acoplamiento, transformación, capacitores y reactores).
- Equipo de control y comunicación.
- Equipos de protección.
- Equipo auxiliar de la subestación.
- Diagrama unifilar.

- Planos o croquis de la disposición de los equipos.
- Costos de equipos y materiales.
- Líneas de transmisión:
 - Denominación, nombre de la línea o los nodos que enlaza.
 - Coordenadas de la traza de la línea, o como mínimo, la longitud de la línea de transmisión.
 - Nivel de tensión o niveles de tensión en el caso de estructuras que soporten dos o más líneas de transmisión de diferente tensión.
 - Zonas por las cuales atraviesa la línea (rural, urbana).
 - Cantidad de circuitos.
 - Cantidad de conductores por circuito.
 - Tipo de conductor.
 - Tipo de cable de guarda.
 - Longitud exacta.
 - Tipo y configuración de estructuras.
 - Número de estructuras:

- Estructuras de tensión
- Estructuras de suspensión
- Estructuras de ángulo

- Tipo de terreno a lo largo de la traza de la línea.

- Tipos de aislamiento.

- Características de las fundaciones de concreto y red de tierras.

- Costos.

Dichas características pueden ser adquiridas mediante formatos especiales destinados a la obtención de la información, fotografías, videos, catálogos, planos de las instalaciones, mapas cartográficos, diagramas unifilares, estudios técnicos, informes y otros medios que puedan aportar información de las instalaciones y equipos. Esta información puede obtenerse directamente mediante auditorías, visitas técnicas por parte del interesado en adquirir la información e, inclusive, bases de datos de estudios similares o de empresas especializadas en la construcción de instalaciones de transmisión de energía eléctrica. Para el caso de la obtención de costos, los mismos pueden ser solicitados directamente al propietario de las instalaciones con base en su información contable, realizar cotizaciones a empresas especialistas en construcción, montaje e instalación de obras de transmisión, bases de datos de proyectos previos, o a instituciones especialistas en la obtención de estadísticas de precios o índices; el tema de costos será tratado con mayor detalle en el punto 3.10. del presente capítulo.

Mediante la utilización de la información anterior, podrá establecerse las características generales de operatividad y funcionalidad que la lista de UCE diseñadas deberá cumplir. El diseño de las unidades que representarán a las instalaciones reales no será precisamente igual al de las instalaciones, sino que con base en un rediseño de las instalaciones utilizando criterios basados en la eficiencia y economía, será posible la modelación de las UCE, dicha modelación consistirá en el diseño conceptual de las unidades, estimando y fijando el tipo de equipo, cantidad de material, tiempo estimado para la construcción y el costo todas las actividades que son estrictamente necesarias para la construcción de una instalación de transmisión, pero de forma económica y eficiente. La estimación de estos elementos representa una labor complicada de realizar, por lo que la finalidad de este rediseño será lograr una media eficiente que pueda ser aplicable a las instalaciones reales; la cantidad, el tiempo requerido, el tipo de elementos deberán ser estimados utilizando criterios de eficiencia y economía, que a su vez cumplan la funcionalidad y operatividad de las instalaciones.

La dificultad principal de estas estimaciones radica en que cada proyecto en particular presenta diversas características propias que lo hacen único, por ejemplo: el movimiento de tierras de una subestación ubicada en un terreno plano y de constitución rocosa no será igual al movimiento de tierras que se deba realizar en una subestación ubicada en el área rural en un terreno montañoso, cuestiones de acceso al terreno o cantidad de material a remover serán las que influyan en la actividad.

También, aun cuando dos subestaciones se consideren ubicadas en un terreno del área urbana, los requerimientos de diseño en cuanto a ubicación, ornato, tamaño del inmueble disponible o hasta inseguridad podrán requerir mayor inversión para la construcción de la subestación, tales como: fachaletas a

los muros, altura de los mismos o instalaciones subterráneas, seguridad privada, ubicación de los campos y equipos, etcétera.

Similar caso ocurre con las líneas de transmisión, con la intención de ilustrar algunos ejemplos que hacen que los costos de una línea a otra varíen aun cuando estén diseñadas con características similares se puede mencionar: la cercanía a centros urbanos o poblaciones, facilidad de acceso a la traza de la línea, facilidad de transporte del material y equipos, e inclusive factores sociales pueden influir grandemente en el costo de construcción de la línea de transmisión.

Éstos y otros parámetros que son características propias de cada proyecto, en si constituyen una tarea en cuando el diseño de las UCE, razón por la cual, se deberá reconocer cantidades, tiempos y costos medios de construcción que puedan ser representativos para cada proyecto, buscando una media de los elementos reales que componen el sistema en general y que sean eficientes, de manera que una instalación que por cuestiones de distancia, acceso, sociales, técnicos, etcétera, sea representada y modelada con la UCE adecuada sin perder la objetividad; es de esta cuenta que debe tenerse claramente definido el concepto de eficiencia, economía y adaptabilidad que serán aplicados al diseño de las UCE.

3.3.2. Consideraciones en el diseño de las UCE

Para realizar el modelado y cuantificación de cantidad de material, equipo, mano de obra, estudios de ingeniería y el costo todas las actividades necesarias para la construcción de un proyecto, se deberá partir de todo un diseño de ingeniería y conceptualización orientada a la eficiencia y optimización de instalaciones de transmisión de energía eléctrica consideradas como eficientes

en cuanto a su desarrollo, ejecución y costos; asimismo, éstos deberán ser representativos en operación y funcionalidad de todas las instalaciones existentes, para esto deben ser rediseñadas las memorias de cálculo, planos de excavaciones y diseño de ingeniería, deberá utilizarse catálogos de equipos actuales, elaboración de nuevos informes de construcción, y toda la actividad de planificación, y diseño de la construcción de una instalación de transmisión de energía eléctrica, de forma que el rediseño permita cuantificar las actividades realizadas para la construcción de estos proyectos, debe tomarse en cuenta el análisis del cumplimiento con los estándares la eficiencia y calidad del servicio requeridos y otras consideraciones que se crean pertinentes, ya que todas estas tareas serán la base para la estimación y cuantificación de los elementos de las UCE.

3.4. Diseño conceptual de las UCE

El diseño conceptual de las UCE consiste la selección de las características especiales de diseño y funcionalidad que cada UCE deberá tener y que diferenciará una UCE de otra. Esto también, significa la planeación previa de cómo es que se representará una instalación y el grado de diversificación de las UCE que sean generadas, por lo cual, se plantea el diseño conceptual de una subestación.

Una subestación comprende en primer lugar el terreno y demás instalaciones no eléctricas pero necesarias para su operación, tales como: caseta de control, grava, muro perimetral, pórticos metálicos, caminos de acceso, etcétera. Estas características de diseño variarán considerablemente de acuerdo a la configuración de la subestación (simple barra, doble barra, Interruptor y medio, etcétera); el tamaño (el cual es función de la cantidad de bahías y equipos con lo que cuente la subestación); la ubicación de la

subestación (urbana o rural); niveles de voltaje; tipo de aislamiento general por mencionar algunas características; y dado que es posible englobar estos elementos de diseño y configuración de una subestación, constituirán una familia de UCE, que será denominada UCE de infraestructura.

Por otro lado, una de las finalidades de una subestación es la conexión y conmutación de distintos elementos, tales como líneas de transmisión y alimentación de los equipos para la transformación de la energía, esta función es realizada a través de lo que se denominan bahías o campos de conexión. Por la diversidad de configuraciones que van desde bahías de conexión de transformador, de línea, de capacitor, de reactor, así como su diseño operativo (con interruptor, sin interruptor de potencia, con *by-pass*, de doble interruptor, con protecciones, etcétera) y que estos utilizan equipo especializado para la conexión y conmutación fácilmente diferenciable de los equipos mayores, los campos o bahías comprenderán otra unidad para el modelado de subestaciones, dicha familia de UCE será denominada UCE de bahías de conexión.

Continuando con el análisis de la composición de una subestación, ésta puede o no contener equipos mayores como transformadores de potencia, reguladores y compensación reactiva, estos elementos puramente eléctricos y fácilmente reconocibles por la importancia y características de los mismos, es razonable que sean agrupados en una sola unidad, por lo tanto constituirán una familia de UCE que se denominará UCE de máquinas.

En cuanto a las líneas de transmisión, las características principales a tomar en cuenta y que definirán a la UCE utilizada en la modelación de una línea de transmisión, serán: el tipo de conductor, el tipo de cable de guarda, las estructuras (torres de celosía, postes de concreto, metálicos, autosoportados,

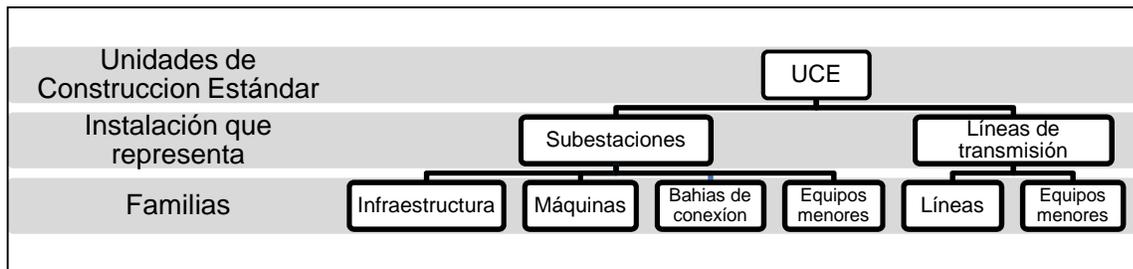
configuración H), el tipo de terreno que atraviesan, la cantidad de conductores por circuito, la cantidad de circuitos, la cantidad de hilos de guarda, el voltaje, el tipo de aislamiento y su trazo; estas características al mismo tiempo que hacen diferir una línea con otra, son comunes y repetitivas para cada línea de transmisión, por lo cual no existe razón para utilizar dos o más UCE para la representación de una línea de transmisión; en base al razonamiento anterior, se constituirá una familia denominada UCE de líneas.

Existen elementos particulares que pueden ser constituidos como menores, éstos no son en extremo necesarios para la operación de las instalaciones de transmisión y al mismo tiempo, no siempre se encuentran presentes en todas las instalaciones, por mencionar algunos elementos incluidos dentro de este grupo, es posible mencionar: las plantas de emergencia en las subestaciones, seguridad perimetral como cámaras o sensores de movimiento, sistemas contra incendio, sistemas *SCADA*; y para el caso de las líneas de transmisión, seccionadores de línea, apartarrayos de línea, descargadores, entre otros; estos elementos útiles más nos siempre instalados comprenderán una familia denominada, UCE de equipos menores; dadas la características de esta última familia de UCE, será utilizada para complementar la modelación, tanto como de subestaciones y líneas de transmisión.

Por lo tanto, en la metodología de las UCE se utilizarán cinco familias de UCE, tres serán utilizadas específicamente para la representación de subestaciones, una para las líneas de transmisión y otra que englobará equipos especiales que pueden ser incluidos en subestaciones y líneas de transmisión; estas familias son suficientes para la representación y modelación de un sistema de transmisión y reúnen la cualidad de tener en común las mismas características para formar las familias y, al mismo tiempo, dichas características son lo suficientemente diversas para diferencia una UCE de otra.

La figura 22 presenta de forma esquemática la desagregación de las familias de las UCE que serán utilizadas, de acuerdo al diseño conceptual anteriormente desarrollado.

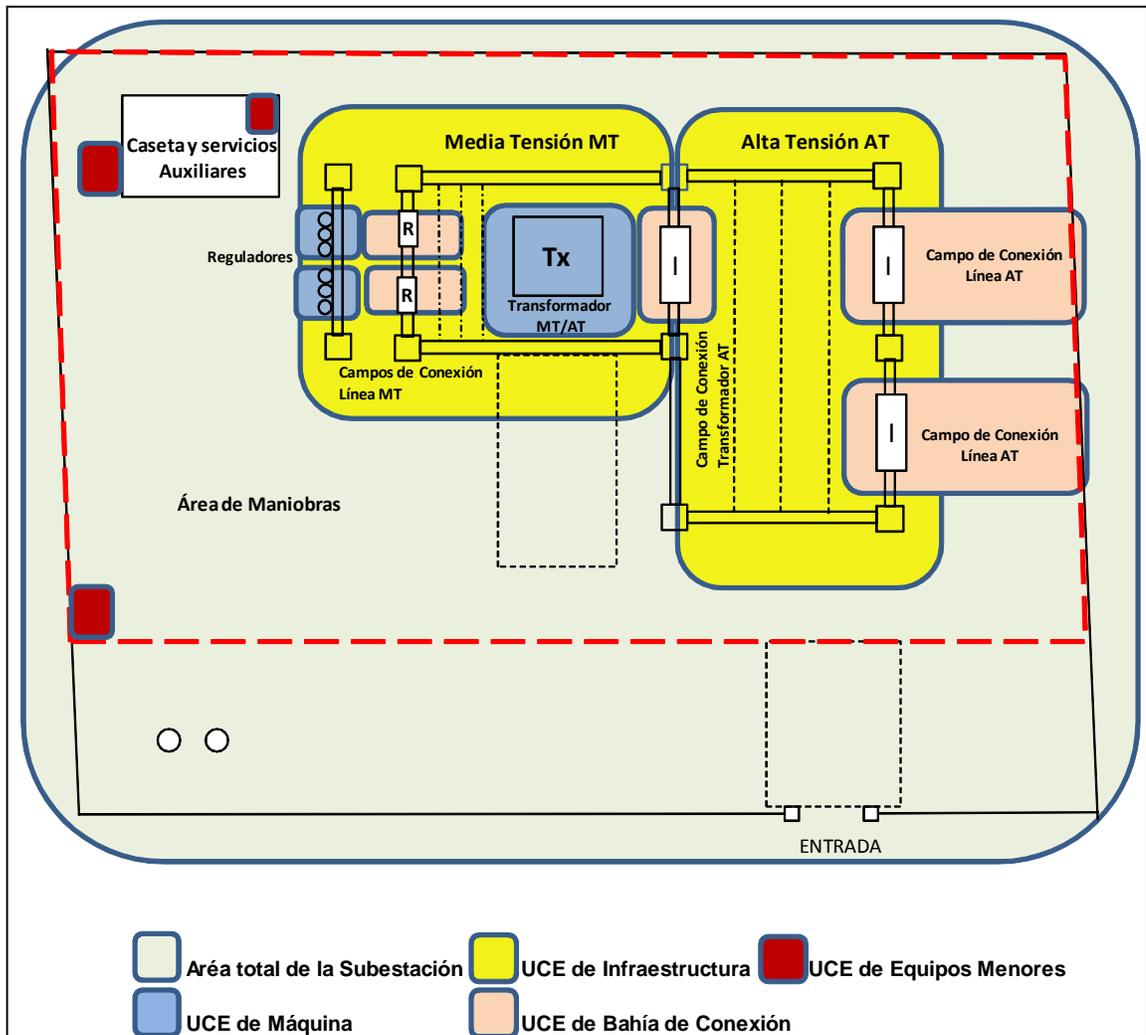
Figura 22. **Desagregación de las UCE**



Fuente: elaboración propia.

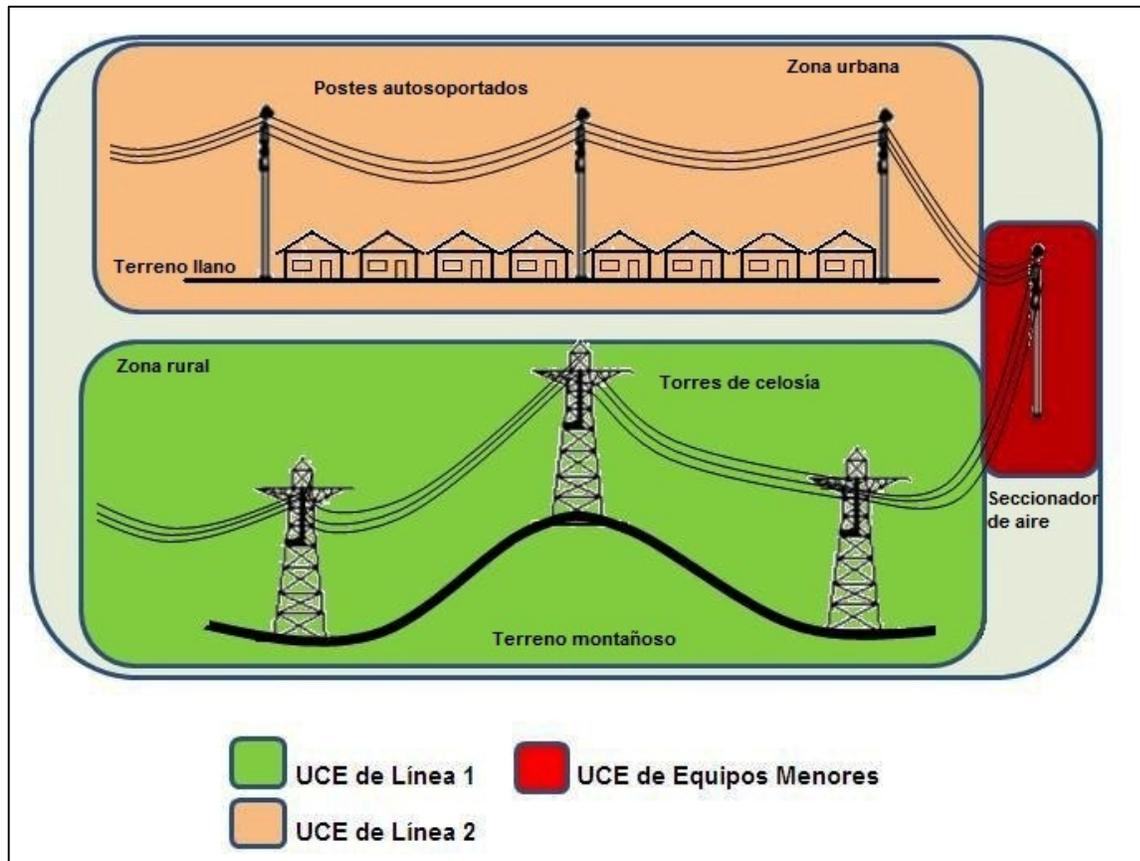
La figura 23 ilustra la forma en que la metodología de las UCE representará las subestaciones, y la figura 24, la representación de las líneas de transmisión.

Figura 23. Representación de una subestación mediante UCE



Fuente: elaboración propia.

Figura 24. Representación de una línea de transmisión mediante UCE



Fuente: elaboración propia.

Toda esta tarea del diseño de las UCE, debe ir orientada a representar la funcionalidad y operatividad de los elementos e instalaciones de una red de transmisión, ya que es esta red la que definirá las características que tendrán las UCE diseñadas; por ejemplo, la red de Guatemala cuenta con cuatro niveles de tensión para líneas de transmisión y subestaciones: 400 kV, 230 kV, 138 kV y 69 kV, esto indica que carece de sentido el diseño de unidades que representen líneas de 500 kV o de otras tensiones que no estén planificadas dentro de la red.

Otro ejemplo que es posible mencionar en cuanto a subestaciones, es la configuración de barras, encontrándose en Guatemala configuraciones en doble barra, simple barra e interruptor y medio únicamente, por lo cual el diseño de una barra en configuración anillada podría carecer de sentido, a menos que características operativas o técnicas requieran la inclusión de una subestación con esta característica, esta opción debe ser analizada en el diseño conceptual de las UCE y de la red en conjunto.

3.5. Componentes del diseño de una UCE

Luego de realizado el análisis del diseño conceptual de las UCE, es posible indicar los elementos que componen el diseño de una UCE; estos comprenden todo lo referente a ingeniería, logística, desarrollo, administración, financiamiento y ejecución de la construcción de proyectos e instalaciones destinadas a la transmisión de energía eléctrica, todos estos componentes deberán pasar por un proceso de calificación y cuantificación de cantidad de materiales, cantidad de personal, cantidad y tipo de equipo, así como el costo de las actividades varias que son necesarias para la planificación y desarrollo de un proyecto eficiente y económicamente adaptado de transmisión de energía eléctrica; de acuerdo a sus características, estos componentes pueden ser divididos en:

3.5.1. Maquinaria

Consiste en todos los vehículos y equipos destinados principalmente a la obra civil, transporte de equipos y personal para la construcción de las instalaciones, dentro de la maquinaria se encuentran: camiones, camionetas, motoniveladoras, tractores, grúas, carros porta bobinas, retroexcavadoras, compresores, máquinas de concreto, martillos hidráulicos, vibradores neumáticos, compactadoras, aplanadoras, grúas con canasta, camiones de

transporte de equipo pesado, etcétera. En el concepto de maquinaria deberá considerarse el personal operador de la maquinaria, así como la cantidad de combustible utilizado y las horas de trabajo necesarias al momento de estimar el costo de este rubro.

3.5.2. Personal

El personal corresponde al elemento humano necesario para la construcción de las instalaciones, indicándose que dicho personal es estrictamente técnico y encargado de la mano de obra para la construcción excluyendo los operadores de la maquinaria y el personal administrativo; este personal corresponderá únicamente a ingenieros, diseñadores, programadores, electricistas, topógrafos, albañiles, etcétera que participen directamente en la construcción.

3.5.3. Obras civiles

Las obras civiles comprenden movimiento de tierras, nivelación y preparación de terreno, excavaciones, construcción de accesos, fundición de bases estructurales de concreto, construcción de edificios y locales, levantado de muros perimetrales, grama, esparcimiento de grava, corte de vegetación, construcción de canaletas y todas las actividades de obra civil que demande una instalación de transmisión de energía eléctrica.

3.5.4. Montaje y obras electromecánicas

Comprenden el tendido de conductores, instalación de aisladores, construcción de pórticos, armado de torres, construcción de bases de equipos, instalaciones eléctricas, instalación de equipos auxiliares, y todas las actividades necesarias previas para realizar el montaje y puesta en operación de los

equipos eléctricos, asimismo, comprende la instalación y puesta en operación de las instalaciones y equipo eléctrico propiamente dicho, ya que la obra civil se encuentra estimada en otro concepto; el montaje comprenderá la instalación, pruebas y puesta en servicio de interruptores, transformadores, seccionadores, transformadores, instalación y ajuste de las protecciones, sistemas auxiliares y el montaje de todos los equipos eléctricos especializados que comprendan el proyecto de construcción.

3.5.5. Equipos

Los equipos comprenden específicamente, todo el equipo eléctrico mayor que será instalado, este comprende transformadores de potencia y distribución, interruptores de potencia, *reclosers*, seccionadores, transformadores de instrumento (TP's y TC's), fusibles, relevadores, celdas, planta de emergencia, sistemas contra incendios, protecciones, medición principal y secundaria, sistemas de comunicación, apartarrayos bancos de capacitores, bancos de reactores, reguladores de voltaje, etcétera.

3.5.6. Materiales de construcción

Consisten en los elementos físicos necesarios para construcción, montaje e instalación de los equipos, de acuerdo a sus características serán divididos en materiales mayores y materiales menores

- Materiales mayores: comprenden cables conductores, cables de guarda, postes metálicos y de concreto, acero estructural para torres de líneas de transmisión, pórticos de subestaciones, aisladores, varillas de puesta a tierra, bases metálicas, descargadores, gabinetes de control, bancos de baterías, cargadores, materiales de instalación eléctrica interior entre otros.

- **Materiales menores:** son los restantes elementos y comprenden, entre otros, tornillería, arandelas, anclajes, amarres preformados, amortiguadores, conjuntos de amarre y suspensión, preformados de alambre, cruceros de madera y metálicos, conectores, cinta aislante, cajas metálicas, iluminación, ladrillos, cementos, acero, hierro, arena, etcétera.

3.5.7. Administración

Consiste en la estructura organizativa requerida para el funcionamiento de la empresa, desde el inicio de la construcción hasta su terminación, conformando una organización capaz de realizar la ingeniería del proyecto así como actividades de gerencia, administración y finanzas, contratación y pago del personal, gestión de compra de materiales y otros suministros de obra, ingeniería, conducción y supervisión de la obra, etcétera. Es decir, toda actividad directamente asociada a la construcción que no sean las específicas de construcción y montaje.

3.5.8. Ingeniería y diseño

Comprende los estudios técnicos necesarios para la construcción de las instalaciones, se incluye dentro del término ingeniería y diseño la planificación y diseño específico que una unidad requiere, tal es el caso del diseño de conexión de un transformador así como el estudio de suelos para su instalación, el diseño de las torres de una línea de transmisión, estudios de planimetría, topografía, etcétera.

3.5.9. Servidumbres y terrenos

Éstos constituyen los costos incurridos por el terreno en el cual se instalará y construirá la subestación; dado que el valor del terreno está en función de la

ubicación del mismo, para su estimación se deberá realizar un estudio catastral de costos de terrenos, por lo cual cada subestación tendrá un único y específico valor. Misma situación ocurre con la servidumbre de una línea de transmisión, con la complicación que una línea recorre múltiples tipos de terrenos, los cuales pueden tener varios valores, para estimar el valor de la servidumbre se deberá realizar un estudio catastral que arroje un costo medio del valor de la servidumbre constituida por el paso de la línea de transmisión

3.6. Modelación de obras civiles y montajes electromecánicos

Dadas las características especiales que presentan las actividades de obras civiles y electromecánicas, se hace una mención especial a las consideraciones en cuanto al diseño y modelación de las mismas dentro de una UCE.

La obra civil y electromecánica de una instalación variará de acuerdo a las características de cada proyecto en particular, esta variación será mayoritariamente de forma cuantitativa, ya que cualitativamente, los proyectos de transmisión guardan gran similitud entre sí respecto estos conceptos. Estas obras que serán tomadas para las diferentes unidades, en conjunto, comprenderán la totalidad de actividades realizadas para cada instalación; estas actividades serán distribuidas entre cada componente de la instalación tales como: campos de conexión, transformadores, e infraestructura, por mencionar algunos de los elementos que requieren obra civil y electromecánica. Por ejemplo: el movimiento de tierras, preparación de terreno y fundición de bases estructurales de concreto, construcción de caseta, muro perimetral, entre otros, en su mayoría pertenecerá a la infraestructura básica, pero parte de la obra civil de la totalidad de la subestación corresponde también a los campos de conexión, a la instalación del transformador y equipos auxiliares. Dicho esto, al

modelar los campos de conexión, las máquinas y equipos menores, tendrán una componente de obra civil y electromecánica; por lo tanto, la totalidad de la obra de la subestación estará conformada por la obra civil y electromecánica de los distintos elementos que la integran.

La modelación consistirá en el ordenamiento, clasificación y selección de las actividades, equipos, materiales y obras a realizar para la construcción de las instalaciones, asignando las cantidades y medidas a cada actividad; en algunos casos, derivado de la dificultad de cuantificar los componentes, se establecerá únicamente el precio global de una actividad. En las secciones siguientes se presentará esta modelación de obra civil y electromecánica y dado que subestaciones y líneas difieren en gran manera en cuanto a obra civil y electromecánica, cada UCE estará compuesta con estos elementos de obra y los materiales y equipos propios de la instalación.

Considerando que los alcances del presente trabajo corresponden a la descripción de la metodología de Unidades de Construcción Estándar y Valor Nuevo de Reemplazo, y no el diseño, propiamente dicho, de las unidades de construcción, los valores de equipos y materiales, así como las cantidades de material y equipos que serán presentados en los módulos de diseño de las unidades en los siguientes apartados, corresponden única y exclusivamente a valores de referencia, dichos valores han sido obtenidos a partir de una adecuación de distintas publicaciones especializadas, e informes de instalaciones. Entre estas fuentes es posible mencionar:

- Materiales de construcción: publicación oficial del Instituto Nacional de Estadística (INE), índice relativo de precios de materiales de construcción seleccionados mano de obra y salarios en la ciudad capital. Correspondiente a diciembre 2009, República de Guatemala. (base:

febrero- julio 1981=100,0) y (base: junio-noviembre 2009=100,0).
<http://www.inge.gob.gt>.

- Costo de equipos y materiales eléctricos: publicación en Internet de la Comisión Federal de Electricidad de México: <http://www.cfe.gob.mx/negocio/informacionclientenegocio/Paginas/Precioporobrasolicitada.aspx>

Asimismo, se han obtenido valores de referencia de las instalaciones de transmisión en base al Peaje publicado por la CNEE en las resoluciones CNEE-1-2011 y CNEE-2-2011.

- Costos de maquinaria y personal: Cámara Guatemalteca de la Construcción, revista trimestral, trimestre julio – septiembre 2010. <http://www.construguate.com>.
- Cantidad de materiales y equipos: se realizó una adecuación y homologación de acuerdo a la información de referencia contenida en diagramas unifilares, planos de construcción e informes de avance de construcción de distintas instalaciones de transmisión y proyectos propiedad de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE (ETCEE) y Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima (TRELEC).

3.7. Diseño de las UCE de una subestación

Luego de desarrollar los elementos generales que compondrán una UCE, mediante el diseño conceptual y las características técnicas y operativas que debe cumplir una UCE de acuerdo a las instalaciones existentes dentro de la red a modelar, se procede a realizar el diseño y representación de las instalaciones

de un sistema de transmisión; cada UCE se compondrá de diferentes grupos de actividades o materiales necesarios para su construcción, se hace mención que cada componente de estos grupos en los cuales están compuestas, puede ser desarrollado y desagregado en un apartado diferente para obtener su dimensión y costo, por ejemplo: el cálculo de la cantidad de concreto que debe ser utilizada para la instalación de una bahía de conexión puede ser objeto de un análisis completo de diseño e ingeniería que brinde la cantidad utilizada para bahías doble barra, simple barra, interruptor y medio y todas la configuraciones existentes, así como, la cantidad de concreto para la infraestructura de la subestación puede ser un análisis completamente diferente a la del montaje de una bahía de conexión.

Otro ejemplo, es el transporte de un transformador de potencia, ya que el costo no será igual para cada transformador debido a las diferentes dimensiones de cada uno, igualmente el costo del traslado de un regulador de voltaje no será el mismo para el de un banco de reactores. En vista de lo anterior, la desagregación que tendrá cada componente de las UCE puede ser tan extensa, detallada y profunda de acuerdo a cual sea el resultado requerido o los alcances del diseño de las unidades; dados los objetivos del presente trabajo, únicamente se hace referencia a esta posibilidad que definitivamente hace una valoración y modelación más exacta y detallada, pero al mismo tiempo, exige un esfuerzo mayor y gran cantidad de datos y suposiciones que no siempre están disponibles o que dado el impacto final en el diseño, no vale la pena realizar un análisis tan profundo, pudiendo simplificarse o suponerse en estos casos.

Como se indicó en el apartado 3.4., se diseñarán tres familias de UCE para la representación de una subestación, el diseño de las mismas se presenta a continuación:

3.7.1. UCE de bahías de conexión

Una bahía de conexión de cualquier elemento a una subestación, será modelada mediante una sola familia de UCE en función de tres módulos. Se hace la indicación que los valores que a continuación se asignarán a cada uno de los elementos de los tres módulos, variará de acuerdo a la configuración de cada bahía pero, en esencia, cualquier configuración de bahía de conexión requerirá los elementos de los módulos que conforman el diseño de una UCE de bahía de conexión; para mostrar el diseño de las UCE de bahías de conexión, se realizará el diseño de dos bahías de conexión de línea de tensión 69 kV, una en configuración barra simple que será denominada como bahía 1 y la otra en configuración barra doble, denominada bahía 2, ambas con un interruptor de potencia, con una construcción exterior convencional a la intemperie y la aislación general de aire; el diseño de las UCE se hará mediante los siguiente módulos:

- Módulo de equipamiento: dentro de éste se incluirán los equipos mayores que componen la bahía de conexión, tales como: interruptores de potencia, transformadores de instrumento, apartarrayos y seccionadores de línea; el montaje de estos equipos, el personal y la maquinaria necesarios para su construcción.

Tabla III. **Módulo de diseño del equipamiento de una UCE de bahía de conexión**

Modulo 1. Equipamiento de bahía de conexión	Unidad	Bahía 1	Bahía 2
		Cantidad	Cantidad
Apartarrayos monopolares	US\$/U	3,00	3,00
Interruptor de potencia	US\$/U	1,00	1,00
Seccionador de línea con puesta a tierra tripolar	US\$/U	2,00	3,00
Seccionador de barra tripolar	US\$/U	-	-
Transformadores de voltaje monopolares	US\$/U	3,00	3,00

Continuación tabla III.

Transformadores de corriente monopolares	US\$/U	3,00	3,00
Instalación electromecánica de equipos	US\$	1,00	1,00
Personal	US\$	1,00	1,00
Maquinaria	US\$	1,00	1,00

Fuente: Cámara de la Construcción de Guatemala (CCG), Comisión Federal de Electricidad (CFE), Instituto Nacional de Estadística (INE) y Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

- Módulo de obra civil: incluye la construcción de pórticos de remate, elaboración de las estructuras metálicas y fundiciones de las bases de concreto de los equipos, la preparación del terreno donde se ubicará la bahía y el esparcimiento de arena.

Tabla IV. Módulo de diseño de obra civil de una UCE de bahía de conexión

Módulo 2. Obra civil de bahías de conexión	Unidad	Bahía 1	Bahía 2
		Cantidad	Cantidad
Excavación de terreno	m³	128,00	153,00
Preparación de terreno	m²	75,00	90,00
Fundición de bases de concreto	m³	25,00	35,00
Armado de estructuras metálicas	US\$/U	1,00	1,00
Esparcimiento de arena	m²	40,00	50,00
Personal	US\$/U	1,00	1,00
Maquinaria	US\$/U	1,00	1,00
Ingeniería y diseño	US\$/U	1,00	1,00

Fuente: Cámara de la Construcción de Guatemala (CCG), Comisión Federal de Electricidad (CFE), Instituto Nacional de Estadística (INE) y Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

- **Módulo de materiales:** incluye todos los materiales mayores y menores que forman parte del campo de conexión, tales como: acero, concreto, barras de aluminio, aisladores, remates, conectores, etcétera; en cuanto a los materiales menores, los mismos son agrupados en un solo componente del módulo.

Tabla V. **Módulo de diseño de materiales de una UCE de bahía de conexión**

Módulo 3. Materiales	Unidad	Bahía 1	Bahía 2
		Cantidad	Cantidad
Concreto	m ³	35,00	40,00
Arena	m ³	200,00	250,00
Aisladores	U	15,00	21,00
Perfiles de acero	kg	400,00	500,00
Conductores	m	100,00	159,00
Conjuntos de amarre y suspensión	US\$/U	1,00	1,00
Paneles de protección de línea	US\$/U	1,00	1,00
Paneles de protección de transformador	US\$/U	1,00	1,00
Materiales menores	US\$/U	1,00	1,00

Fuente: Cámara de la Construcción de Guatemala (CCG), Comisión Federal de Electricidad (CFE), Instituto Nacional de Estadística (INE) y Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

Al referirse una unidad US\$/U (dólares por unidad), se establece que la componente del módulo en sí, corresponde al costo total y unitario de una actividad o equipo para el módulo; este costo incluye los materiales y suministros necesarios para esta actividad. Por ejemplo: en el caso de las bahías 1 y 2, los paneles de protección corresponden al costo unitario en el que se incurriría por la construcción de una bahía, esto mismo aplica al equipamiento de la bahía. Esta explicación será comprendida de mejor forma en el apartado 4.4., el cual trata el desarrollo de la valorización de las unidades.

En cuanto a las actividades cuya unidad no corresponde a dólares por unidad, se fijará la cantidad de material o equipo que la instalación requiere; esta cantidad corresponde a un coeficiente, que luego con base al valor unitario que sea asignado a cada componente se obtendrá el valor de la actividad; estos conceptos de costo global y costo unitario se repiten para todas las UCE que se describen en adelante.

El diseño realizado anteriormente, corresponde a las bahías de conexión que se muestran en las figuras 25 y 26.

Figura 25. Representación de la UCE bahía 1



Fuente: Subestación Chisec, Alta Verapaz.

Figura 26. Representación de la UCE bahía 2



Fuente: Subestación Guatemala Sur, Villa Nueva.

3.7.2. UCE de infraestructura

Considerando que la infraestructura de una subestación corresponde casi exclusivamente a la obra civil y electromecánica de una subestación, así como los equipos y materiales de la infraestructura; el diseño de una UCE de infraestructura será hecho en función de cuatro módulos de diseño, estos cuatro módulos comprenderán una sola familia denominada UCE de infraestructura.

Para ilustrar el diseño de la infraestructura básica de una subestación, se realizará el diseño de dos infraestructuras en configuración simple barra, con aislación en aire, en una zona rural, con capacidad máxima de cuatro bahías de conexión, con la diferencia que una corresponderá a un nivel de tensión de 69 kV y será denominada como infraestructura 1 y la otra a un nivel de tensión de 13,8 kV, denominada infraestructura 2. En cuanto al perímetro y la superficie de las infraestructuras, éstos corresponden a datos estandarizados para este tipo de instalaciones, los cuales pueden ser modificados o fijados en valores de acuerdo a criterios de diseño puramente técnicos. En el presente caso, se han seleccionado con la intención de ilustrar y ejemplificar el uso y diseño de la UCE, en la representación de una instalación real.

Los módulos que forman una UCE de infraestructura son:

- **Módulo de equipamiento:** comprenderá todos los equipos electromecánicos y auxiliares necesarios para el equipamiento y funcionamiento de una infraestructura de una subestación.

Tabla VI. **Módulo de diseño de equipamiento de una UCE de infraestructura**

Módulo 1. Equipamiento	Unidad	Infraestructura 1	Infraestructura 2
		Cantidad	Cantidad
Equipos de comunicación por microondas	US\$/U	1,00	-
Sistema de comunicación por radio	US\$/U	1,00	1,00
Banco de baterías	US\$/U	1,00	-
Sistema de carga	US\$/U	1,00	-
Sistemas de medición primaria	US\$/U	1,00	1,00
Sistemas de medición secundaria	US\$/U	1,00	1,00
Sistemas de fibra óptica	US\$/U	1,00	-
Sistemas de protección y control	US\$/U	1,00	1,00
Gabinetes de control	US\$/U	1,00	1,00
Sistemas contra incendio	US\$/U	1,00	-
Sistemas de iluminación exterior	US\$/U	1,00	1,00
Transformador de servicios auxiliares	US\$/U	1,00	-
Equipo de aire acondicionado	US\$/U	1,00	-

Fuente: Cámara de la Construcción de Guatemala (CCG), Comisión Federal de Electricidad (CFE), Instituto Nacional de Estadística (INE) y Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

- Módulo de materiales: comprende todos los materiales de construcción necesarios para el desarrollo de la infraestructura de la subestación

Tabla VII. **Módulo de diseño de materiales de una UCE de infraestructura**

Módulo 2. Materiales	Unidad	Infraestructura 1	Infraestructura 2
		Cantidad	Cantidad
Concreto	m ³	100,00	39,00
Cemento	m ³	150,00	59,00
Arena	m ³	75,00	30,00
Perfiles de acero estructural	kg	500,00	195,00
Ladrillos	US\$/U	500,00	195,00
Barras de aluminio	kg	250,00	98,00
Hierro para construcción	kg	200,00	78,00
Adoquines	US\$/U	1 000,00	390,00

Continuación tabla VII.

Pavimento	m ²	45,00	18,00
Gramma	m ²	50,00	20,00
Repello	m ²	120,00	47,00
Piedra para fundición	m ³	45,00	18,00
Planchas de concreto	m ³	100,00	39,00
Piedrín	m ³	76,00	30,00
Blocks de cemento	US\$/U	2 000,00	780,00
Malla ciclónica	ml	-	-
Cobre para sistemas de tierras	m	200,00	78,00
Madera para formaletas	kg	100,00	39,00
Piso para la caseta de control	m ²	36,00	15,00
Puertas, ventanas, sanitarios y accesorios	US\$/U	1,00	1,00
Tuberías y accesorios para drenaje sanitario	US\$/U	1,00	1,00
Accesorios para agua potable	US\$/U	1,00	1,00
Conductores de potencia	m	400,00	156,00
Conectores, empalmes y tornillería	US\$/U	1,00	1,00
Materiales menores varios	US\$/U	1,00	1,00

Fuente: Cámara de la Construcción de Guatemala (CCG), Comisión Federal de Electricidad (CFE), Instituto Nacional de Estadística (INE) y Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

- Módulo de obra electromecánica: corresponderá al suministro y montaje de las instalaciones electromecánicas de la subestación que no forman parte de los campos de conexión, máquinas e instalaciones consideradas en las UCE de equipos menores, tal y como lo es. Dentro del módulo de obra electromecánica se incluye la instalación eléctrica de baja tensión de la subestación, bancos de baterías, cargadores, instalación de paneles, etcétera, es en este grupo en donde se incluye la instalación y montaje de las barras de aluminio de la subestación, así como la fundición de las bases de concreto de las estructuras de acero que soportan a las barras.

Tabla VIII. Módulo de diseño de obra electromecánica de una UCE de infraestructura

Modulo 3. Obras electromecánica	Unidad	Infraestructura 1	Infraestructura 2
		Cantidad	Cantidad
Montaje e instalación de equipos de comunicación de radio	US\$/U	1,00	1,00
Montaje e instalación de equipos de comunicación por microondas	US\$/U	1,00	1,00
Montaje e instalación de banco de baterías y cargadores	US\$/U	1,00	1,00
Instalación de sistemas de medición primaria y secundaria	US\$/U	1,00	1,00
Instalación de sistema de fibra óptica	US\$/U	1,00	1,00
Montaje e instalación de sistemas de protección y control	US\$/U	1,00	1,00
Instalación de sistemas contra incendio	US\$/U	1,00	1,00
Instalación de sistema de alarma	US\$/U	1,00	1,00
Instalación de iluminación exterior	US\$/U	1,00	1,00
Montaje e instalación de transformador de servicios auxiliares	US\$/U	1,00	1,00
Instalación de sistemas de aire acondicionado	US\$/U	1,00	1,00
Instalación eléctrica de baja tensión para equipo auxiliar	US\$/U	1,00	1,00
Cableado de sistemas de comunicación	US\$/U	1,00	1,00
Obras electromecánicas varias	US\$/U	1,00	1,00

Fuente: Cámara de la Construcción de Guatemala (CCG), Comisión Federal de Electricidad (CFE), Instituto Nacional de Estadística (INE) y Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

- Modulo de obra civil: comprende todas las actividades necesarias para la construcción de las obras físicas relacionadas a la obra civil de la subestación, por ejemplo: los movimientos de tierra para acomodar el terreno, muro perimetral, caseta de control, caminos de acceso, pavimentación, esparcimiento de grava, construcción de canaletas, etcétera.

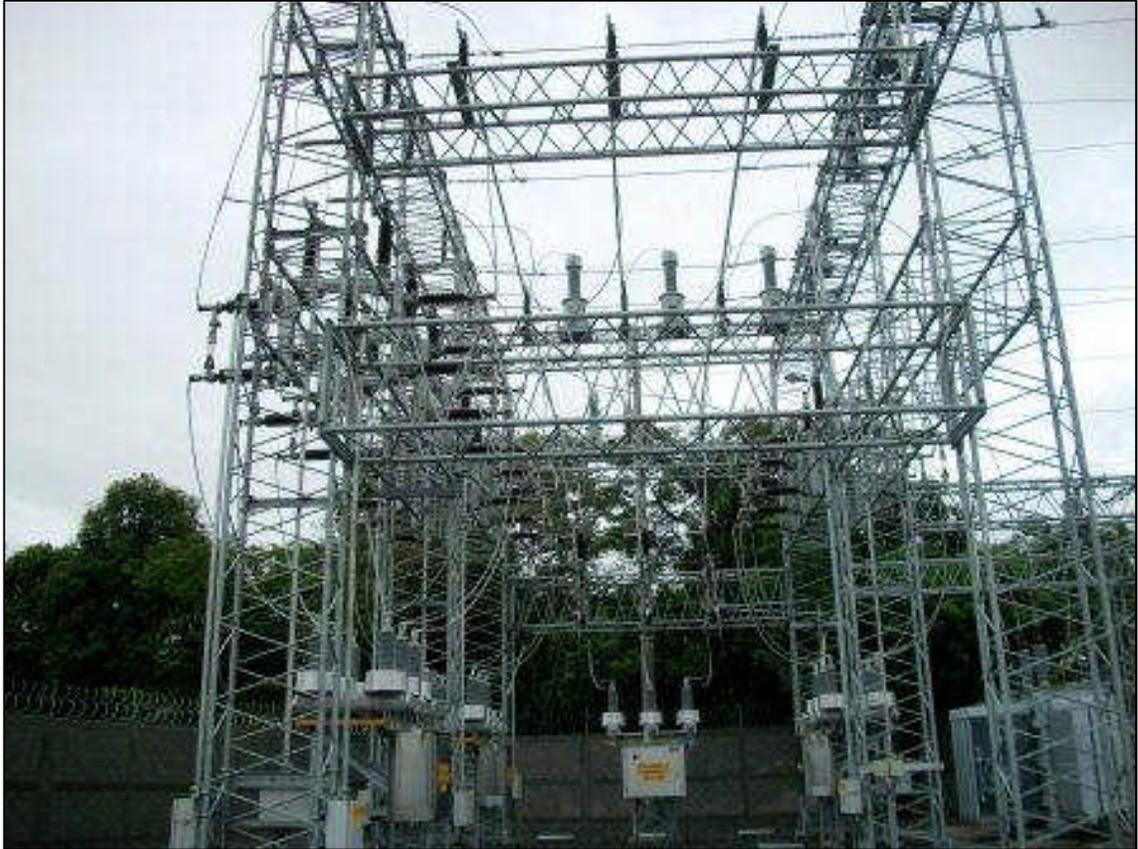
Tabla IX. **Módulo de diseño de obra civil de una UCE de infraestructura**

Módulo 4. Obra civil	Unidad	Infraestructura 1	Infraestructura 2
		Cantidad	Cantidad
Preparación de terreno	m ²	700,00	273,00
Excavación y relleno de terreno	m ³	50,00	20,00
Aplanado de terreno	m ²	700,00	273,00
Esparcimiento de arena	m ²	500,00	195,00
Elaboración de bases estructurales de concreto	m ³	20,00	8,00
Armado de estructuras metálicas	m ²	15,00	6,00
Construcción y elaboración de canales	ml	50,00	20,00
Instalación de sistemas de agua potable	US\$/U	1,00	1,00
Instalación de sistemas de aguas negras	US\$/U	1,00	1,00
Construcción de caseta de control	US\$/U	1,00	1,00
Pavimentación y engramillado	m ²	75,00	30,00
Construcción de muro perimetral	ml	169,00	66,00
Instalación de malla ciclónica	ml	40,00	16,00
Maquinaria	US\$/U	1,00	1,00
Personal	US\$/U	1,00	1,00

Fuente: Cámara de la Construcción de Guatemala (CCG), Comisión Federal de Electricidad (CFE), Instituto Nacional de Estadística (INE) y Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

Las figuras 27 y 28 ilustran las UCE de infraestructuras en 69 kV y 13,8 kV respectivamente, diseñadas en las tablas anteriores.

Figura 27. Representación de la UCE infraestructura 1



Fuente: Subestación El Milagro, Escuintla.

Figura 28. **Representación de la UCE infraestructura 2**



Fuente: Subestación Ciudad Vieja, Ciudad de Guatemala.

3.7.3. UCE de máquinas

Al referirse a una UCE de máquinas, se hace referencia al diseño de la unidad que modela y representa el suministro, instalación y montaje de los equipos mayores de una subestación, los equipos mayores de la subestación comprenden instalaciones fácilmente identificables y su función es directamente relacionada a la energía eléctrica; incidiendo de forma directa sobre los parámetros eléctricos del sistema. Se consideran máquinas o equipos mayores

los transformadores de potencia, bancos de reactores, bancos de capacitores y reguladores de voltaje.

Para ejemplificar el diseño de las UCE de máquinas, en el siguiente cuadro se diseñarán dos unidades, una correspondiente a un transformador trifásico de tensiones 69/13,8 kV y potencia 10/14 MVA con capacidad de regulación bajo carga *OLTC*, la otra unidad consistirá en un banco de capacitores trifásico de tensión 13,8 kV y potencia 1,2 MVAr.

Para el diseño de estas unidades se utilizarán tres módulos, los cuales son:

- Módulos de máquinas: en este grupo se incluirá el costo específico y unitario de la máquina.

Tabla X. **Módulo de diseño de máquinas de una UCE de máquinas**

Módulo 1. Máquinas	Unidad	Máquina 1	Máquina 2
		Cantidad	Cantidad
Transformador de potencia trifásico	US\$/U	1,00	-
Regulador de voltaje monofásico	US\$/U	-	3,00
Banco de capacitores	US\$/U	-	-
Banco de reactores	US\$/U	-	-

Fuente: Cámara de la Construcción de Guatemala (CCG), Comisión Federal de Electricidad (CFE), Instituto Nacional de Estadística (INE) y Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

- Módulo de obra electromecánica: incluirá el costo del montaje electromecánico de la máquina y pruebas de campo.

Tabla XI. **Módulo de diseño de obra electromecánica de una UCE de máquinas**

Módulo 2. Obra electromecánica	Unidad	Máquina 1	Máquina 2
		Cantidad	Cantidad
Montaje, instalación y pruebas de campo de transformador de potencia	US\$/U	1,00	-
Montaje, instalación y pruebas de campo de regulador de voltaje	US\$/U	-	3,00
Montaje, instalación y pruebas de campo de banco de capacitores	US\$/U	-	-
Montaje, instalación y pruebas de campo de banco de reactores	US\$/U	-	-
Cableado e instalación de protecciones	US\$/U	1,00	2,50
Transporte e instalación física	US\$/U	1,00	1,00
Personal	US\$/U	1,00	1,00
Maquinaria	US\$/U	1,00	1,00

Fuente: Cámara de la Construcción de Guatemala (CCG), Comisión Federal de Electricidad (CFE), Instituto Nacional de Estadística (INE) y Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

- Modulo de obra civil: incluye las actividades de construcción de la infraestructura necesaria para la instalación de la máquina.

Tabla XII. **Módulo de diseño de obra civil de una UCE de máquinas**

Módulo 3. Obra civil	Unidad	Máquina 1	Máquina 2
		Cantidad	Cantidad
Elaboración de bases estructurales de concreto	m ³	200,00	25,00
Elaboración de estructuras de soporte	m ²	16,00	7,00
Construcción de malla ciclónica	ml	-	16,00
Personal	US\$/U	1,00	1,00
Maquinaria	US\$/U	1,00	1,00

Fuente: Cámara de la Construcción de Guatemala (CCG), Comisión Federal de Electricidad (CFE), Instituto Nacional de Estadística (INE) y Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

Las figuras 29 y 30, ilustran las máquinas representadas mediante el diseño de las UCE máquina 1 y máquina 2, respectivamente.

Figura 29. Representación de la UCE máquina 1



Fuente: Subestación Llano Largo, Ciudad de Guatemala.

Figura 30. Representación de la UCE máquina 2



Fuente: Subestación Ciudad Vieja, Ciudad de Guatemala.

3.8. Diseño de UCE de líneas de transmisión

Luego de realizado el diseño de las UCE para la representación de una subestación, a continuación se presentará el diseño de una UCE para la representación y modelación de una línea de transmisión, éste se hará mediante la utilización de módulos, tal y como se realizó con las subestaciones.

3.8.1. UCE de líneas de transmisión

Como se indicó en apartados anteriores, la representación de las líneas de transmisión se hará mediante el diseño de una única UCE que reúne todos los elementos requeridos para la construcción de las diferentes configuraciones de líneas de transmisión, considerando la diversificación que existe respecto estos diseños que una línea de transmisión puede tener, la UCE de líneas de transmisión estará compuesta por cinco módulos de diseño, que en conjunto, engloban todas las actividades, materiales y equipos necesarios para la construcción de una línea de transmisión.

Para ejemplificar el diseño de una UCE de línea de transmisión, a continuación se diseñarán dos UCE de líneas de transmisión con características distintas, la primera, será una línea que atraviesa un terreno con características urbanas, de tensión 69 kV, tendrá un solo circuito con un conductor por fase *ACSR Flint 740 MCM*, estará blindada por un solo hilo de guarda de acero y montada sobre postes autosoportados de concreto en un terreno llano; la segunda línea de transmisión atravesará un terreno con características rurales, estará diseñada para una tensión de 69 kV, conformada por dos circuitos con un conductor por fase *ACSR Hawk 477 MCM*, blindada mediante dos hilos de guarda de fibra óptica *OPGW* de 12 fibras, montada sobre torres de celosía en un terreno de montañoso.

El diseño se realizará con base en los siguientes módulos:

- Módulo de estructuras: en este grupo se incluyen las características de construcción y montaje de los distintos diseños de estructuras que pueden conformar una línea de transmisión.

Tabla XIII. **Módulo de diseño de estructuras de una UCE de líneas de transmisión**

Módulo 1. Estructuras	Unidad	Línea 1	Línea 2
		Cantidad	Cantidad
Postes de concreto autoportado para suspensión	US\$/estructura/km	6,50	-
Postes de concreto autoportado para desvío	US\$/estructura/km	0,90	-
Postes de concreto autoportado clase para angular	US\$/estructura/km	1,80	-
Postes de concreto seccionados (resistencia mecánica mayor a C10000)	US\$/estructura/km	0,10	-
Postes de metal (resistencia mecánica mayor a C10000)	US\$/estructura/km	0,10	-
Concreto para fundiciones	m ³ /km	15,00	20,00
Hierro para fundiciones	kg/km	100,00	350,00
Perfiles de acero	kg/km	-	5 700,00
Tornillería y accesorios para torre de celosía	US\$/km	9,20	5,90

Fuente: Cámara de la Construcción de Guatemala (CCG), Comisión Federal de Electricidad (CFE), Instituto Nacional de Estadística (INE) y Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

- Módulo de conductores: se incluyen los tipos de conductores de fase y de guarda de la línea de transmisión

Tabla XIV. **Módulo de diseño de conductores de una UCE de líneas de transmisión**

Módulo 2. Conductores	Unidad	Línea 1	Línea 2
		Cantidad	Cantidad
Conductor ACSR - 477MCM 26/7 Hawk	US\$/m	-	6 120,00
Conductor AAAC - 740.8MCM Flint	US\$/m	3 060,00	-
Cable de acero 3/4"	US\$/m	1 020,00	1 020,00
Cable OPGW 12 fibras	US\$/m	-	1 020,00

Fuente: Cámara de la Construcción de Guatemala (CCG), Comisión Federal de Electricidad (CFE), Instituto Nacional de Estadística (INE) y Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

- Módulo de aislamiento: este grupo está conformado por las clases de aislamiento de las líneas de transmisión modeladas.

Tabla XV. **Módulo de diseño de aislamiento de una UCE de líneas de transmisión**

Módulo 3. Aislamiento	Unidad	Línea 1	Línea 2
		Cantidad	Cantidad
Aisladores de disco poliméricos para cadena	US\$/U/km	90,00	320,00
Aisladores tipo <i>line post</i>	US\$/U/km	20,00	-
Tornillería y varios	US\$/U/km	1,00	1,00

Fuente: Cámara de la Construcción de Guatemala (CCG), Comisión Federal de Electricidad (CFE), Instituto Nacional de Estadística (INE) y Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

- Módulo de conjuntos de amarre, suspensión y varios: son las actividades y materiales que no fueron definidos dentro de los otros grupos por no guardar relación directa, pero que son necesarios para la construcción de la línea de transmisión y siempre están presentes en la constitución de la línea.

Tabla XVI. **Módulo de diseño de conjuntos de amarre, suspensión y varios, de una UCE de infraestructura**

Módulo 4. Conjuntos de amarre, suspensión y varios	Unidad	Línea 1	Línea 2
		Cantidad	Cantidad
Gancho de bola galvanizado	US\$/U/km	-	42,00
Perno con ojal	US\$/U/km	-	50,00
Socket con ojal	US\$/U/km	-	25,00
Tornillo de máquina	US\$/U/km	-	75,00
Grampa de suspensión conductor de guarda	US\$/U/km	-	54,00
Grampa de tensión conductor de guarda	US\$/U/km	-	54,00
Amortiguador y/o espaciador amortiguador	US\$/U/km	-	54,00
Grampa de suspensión conductor	US\$/U/km	-	54,00
Grampa de tensión conductor	US\$/U/km	-	54,00
Grampa de suspensión conductor (para aislador horizontal)	US\$/U/km	-	54,00
Varillas Puesta a Tierra	US\$/U/km	-	24,00
Cruceta o ménsula de concreto	US\$/U/km	16,00	-
Cruceta o ménsula de concreto para hilo de guardia	US\$/U/km	10,00	-
Vínculo de concreto	US\$/U/km	15,00	-
Gancho de bola galvanizado	US\$/U/km	30,00	-
Perno con ojal galvanizado	US\$/U/km	27,00	-
Socket con ojal galvanizado	US\$/U/km	45,00	-
Tornillo de máquina galvanizado	US\$/U/km	60,00	-
Grampa de suspensión hilo de guarda	US\$/U/km	24,00	-
Grampa de tensión hilo de guarda	US\$/U/km	24,00	-
Amortiguador y/o espaciador amortiguador	US\$/U/km	24,00	-
Grampa de suspensión conductor	US\$/U/km	24,00	-
Grampa de tensión conductor	US\$/U/km	24,00	-
Grampa de suspensión conductor (para aislador horizontal)	US\$/U/km	5,00	-
Varilla para puesta a tierra	US\$/U/km	24,00	-
Conector para varilla de puesta a tierra	US\$/U/km	58,00	58,00
Conductor conexión de puesta a tierra	US\$/m	100,00	100,00
Sistema de tierras	US\$/U	8,00	8,00

Fuente: Cámara de la Construcción de Guatemala (CCG), Comisión Federal de Electricidad (CFE), Instituto Nacional de Estadística (INE) y Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

- Módulo de montaje de estructuras: comprende la obra civil y electromecánica para la construcción de la línea de transmisión.

Tabla XVII. Módulo de diseño de montaje de estructuras de una UCE de líneas de transmisión

Módulo 5. Montaje de estructuras	Unidad	Línea 1	Línea 2
		Cantidad	Cantidad
Preparación del terreno para instalación de estructura	US\$/estructura/km	9,20	5,90
Excavaciones de suelo	US\$/estructura/km	9,20	5,90
Elaboración de cimentaciones de concreto para estructuras	US\$/estructura/km	9,20	5,90
Izado de postes	US\$/estructura/km	9,20	5,90
Armado de torres de celosía	US\$/estructura/km	9,20	5,90
Vestido de postes (instalación de aisladores y conjuntos de amarre y suspensión)	US\$/estructura/km	9,20	5,90
Vestido de torres de celosía (instalación de aisladores y conjuntos de amarre y suspensión)	US\$/estructura/km	9,20	5,90
Tendido de conductores	US\$/km	1,00	2,00
Tendido de cable de guarda	US\$/km	1,00	2,00
Instalación de sistema de tierras	US\$/estructura/km	9,20	5,90
Limpieza de franja de servidumbre	US\$/km	-	1,00
Actividades varias	US\$/km	1,00	1,00
Maquinaria	US\$/km	1,00	1,00
Personal	US\$/km	1,00	1,00

Fuente: Cámara de la Construcción de Guatemala (CCG), Comisión Federal de Electricidad (CFE), Instituto Nacional de Estadística (INE) y Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

Las figuras 31 y 32 ilustran las UCE línea 1 y línea 2, respectivamente.

Figura 31. **Representación de la UCE línea 1**



Fuente: 12 calle y Calzada Aguilar Batres zona 11, Ciudad de Guatemala.

Figura 32. **Representación de la UCE línea 2**



Fuente: http://es.123rf.com/photo_10922307_transmision-de-energia-electrica-5.html. Consulta 15-01-2012.

3.9. Diseño de UCE de equipos menores

Existen elementos particulares que pueden ser constituidos como elementos o equipos menores, éstos no son en extremo necesarios para la operación de las instalaciones de trasmisión y al mismo tiempo, no siempre se encuentran presentes en todas las instalaciones; estos elementos útiles, más nos siempre instalados comprenderán una familia UCE de equipos menores, esta UCE será utilizada para complementar la representación, tanto de subestaciones como de líneas de transmisión.

3.9.1. UCE de equipos menores

Estas UCE abarcan equipos específicos que no siempre se encuentran presentes en las instalaciones o su utilización es únicamente para casos especiales y en función de características particulares que tengan las subestaciones o líneas de transmisión, estas unidades pueden considerarse como un complemento para las cuatro UCE diseñadas anteriormente ya que no cuentan con mayor grado de sofisticación y únicamente brindan una acción u operación adicional a las unidades principales; su particularidad es que en sí mismas comprenden una sola unidad de equipo, material y/o montaje la cual puede ser fácilmente identificable; además, su existencia o no, no influye directamente en el funcionamiento normal de la instalación principal.

Entre las UCE de equipos menores se incluirá apartarrayos de línea, seccionadores de línea, relevadores o tableros protección adicional a los que ya cuentan las bahías o barras, sistema SCADA, plantas de emergencia, y todas aquellas unidades especiales y complementarias que pueden formar parte de una instalación.

Para la el diseño de las UCE de equipos menores se utilizarán tres grupos de elementos, aunque de acuerdo a las características o necesidades de cada UCE de equipos menores, pueden agregarse cuantos grupos sean necesarios, ya que la lista que a continuación se presenta es únicamente indicativa y en ningún momento limitativa.

Para ejemplificar el diseño de las UCE de equipos menores, en el siguiente cuadro se diseñará la UCE correspondiente a un seccionador de aire manual para una línea de transmisión en 69 kV, asimismo, la instalación de una planta de emergencia de potencia 150 kVA y tensiones 120/240 V.

Los módulos para realizar el diseño de las UCE de equipos menores son:

- Módulo de equipo: se incluirá el valor de la unidad en cuestión.

Tabla XVIII. **Módulo de diseño de equipo de una UCE de equipos menores**

Módulo 1. Equipo	Unidad	Equipo 1	Equipo 2
		Cantidad	Cantidad
Interruptor de aire manual para línea de transmisión 69 kV	US\$/U	1,00	-
Planta <i>diesel</i> , 150 kVA 120/240 V	US\$/U	-	1,00

Fuente: Cámara de la Construcción de Guatemala (CCG), Comisión Federal de Electricidad (CFE), Instituto Nacional de Estadística (INE) y Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

- Módulo de instalación: incluye el valor de la instalación y montaje de la unidad.

Tabla XIX. **Módulo de diseño de instalación de una UCE de equipos menores**

Módulo 2. Instalación	Unidad	Equipo 1	Equipo 2
		Cantidad	Cantidad
Instalación electromecánica	US\$/U	0,75	1,00

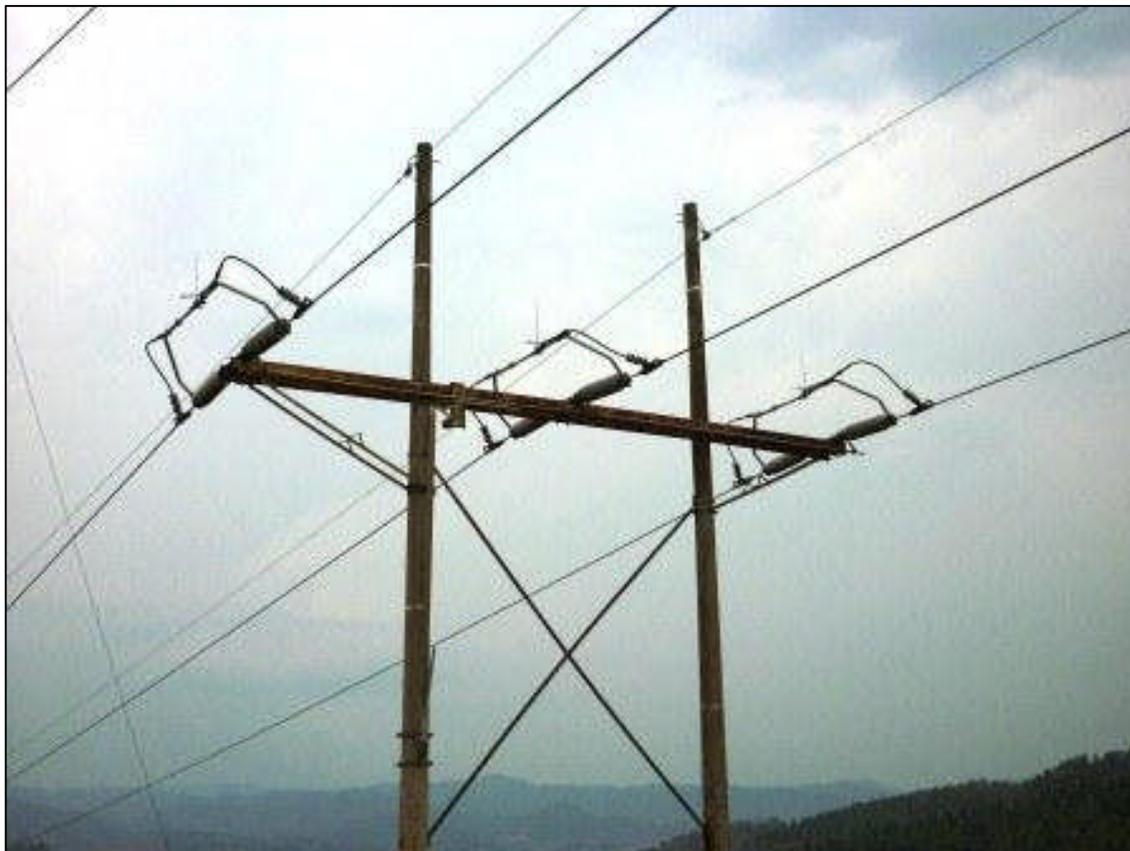
Fuente: Cámara de la Construcción de Guatemala (CCG), Comisión Federal de Electricidad (CFE), Instituto Nacional de Estadística (INE) y Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

Estas UCE pueden ser consideradas de uso, generalmente optativo, se propone la creación y diseño de estas UCE, ya que a través de ellas es posible

agregar al sistema de transmisión todos los elementos especiales que sean requeridos o también complementos especiales que una instalación requiera.

Las figuras 33 y 34 ilustran las UCE equipo 1 y equipo 2, respectivamente.

Figura 33. Representación de la UCE equipo 1



Fuente: kilómetro 38 CA 9, El Progreso.

Figura 34. **Representación de la UCE equipo 2**



Fuente: Subestación Los Brillantes, Retalhuleu.

3.10. Selección de costos

Como se ha podido observar, en varias ocasiones en el modelado de las unidades no se utilizó una cantidad unitaria de material o equipo, sino que comprendió un costo total por la actividad consistiendo en si una actividad global que forma parte de la Unidad Constructiva Estándar, claro está que el fin de realizar el diseño de las UCE es su valorización, es por este motivo que se dedicará este espacio para la selección de costos.

La selección de costos de materiales es un paso importante en la valorización de las unidades, consiste en determinar los precios de referencia para todos los materiales, equipos, terrenos, servidumbres, mano de obra, estudios, y todos los componentes de la UCE, ya que en conjunto serán utilizados para la determinación del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones a través de las UCE

Este proceso está destinado a identificar precios de referencia, medios y estándares, por lo que debe conducir a la estimación y asignación de valores eficientes de materiales, mano de obra y otros.

3.10.1. Fuentes de información de costos

Para obtener precios de referencia para los materiales y equipos pueden ser consideradas las siguientes fuentes; dicha lista es de carácter indicativo, no limitando la opción de poder obtener información de costos mediante otros medios:

- Información contable de las memorias de construcción de instalaciones: es posible la utilización de la información de proyectos existentes, siempre y cuando, no sean proyectos muy antiguos que puedan brindar valores desactualizados.
- Bases de datos de costos de empresas especialistas en la construcción de instalaciones de transmisión de energía: mediante la consulta a empresas destinadas a los montajes electromecánicos u obras civiles, así como proveedores de servicios, materiales y equipos, es posible la obtención de información de costos de las diversas actividades relacionadas a la construcción de las instalaciones.

- Cotizaciones o bases de licitación de proyectos de transmisión de energía: la consulta de esta fuente puede ser un medio de comparación entre los diversos valores que proveedores ofrecen respecto los servicios y equipos de transmisión; debe tenerse en cuenta que únicamente deberá tomarse los valores que se consideren eficientes, ya que no se descarta la posibilidad de costos excesivos derivados de funcionalidad, ofertas o condiciones especiales que los equipos ofertados puedan tener.
- Información internacional de materiales y equipos: gran parte de los materiales pueden ser adquiridos en el mercado nacional, pero otra parte, por el grado de especialización y sofisticación, deberán ser importados de diferentes países proveedores, es de esta cuenta que deben tenerse valores de referencia de otros países, tanto para materiales nacionales como equipos, esto por la posibilidad de que la adquisición de un bien en el extranjero resulte económicamente viable con comparación con la obtención en el mercado nacional.
- Registros de importaciones de equipos: los valores obtenidos de esta fuente brindan el costo del equipo al momento de ser ingresado al país, dando una fuente verídica del valor del material o equipo.
- Información proporcionada por los fabricantes de equipos: es posible contactar a fabricantes de equipos para solicitar los valores de estos, tomando en cuenta que muchos de los equipos son extranjeros, existe la posibilidad de que los mismos sean precios de fabrica y no incluyan el costo de transporte, seguro e impuestos de entrada y salida del país destino y origen.

- Publicaciones técnicas y/o especializadas: éstas pueden brindar datos de nuevas tecnologías o procedimientos relacionados al transporte de energía, así como la fuente de la información publicada.
- Catálogos de productos: éstos pueden brindar no solamente los costos de los equipos, sino que además, brindan las características técnicas de los mismos, esta información es de utilidad para la selección de los equipos que serán utilizados en el diseño de las unidades.
- Organizaciones especializadas en estadística de precios: la consulta de la información que brindan estas organizaciones puede ser de gran ayuda para el análisis de la evolución de los precios de equipos y materiales, de esta cuenta, en Guatemala existe la Cámara de la Construcción, el Instituto Nacional de Estadística, y empresas privadas que pueden brindar esta información.

3.10.2. Numerario

Derivado que los valores que las distintas fuentes puedan brindar en cuanto a costos pueden ser dados en monedas de diferentes países, en el proceso de selección de los costos deberá considerarse una moneda de referencia a la cual, deberán homologarse las diferente monedas en las cuales pueda obtenerse información; esta moneda base o común a la cual serán homologadas las demás monedas se denomina: numerario, dado que muchos precios y valores son de productos internacionales y que el Dólar de los Estados Unidos de América es una moneda aceptada internacionalmente, por facilidad, y conveniencia, se sugiere la utilización del Dólar de los Estados Unidos de América como numerario.

3.10.3. Términos internacionales de comercio (Incoterms)

En el comercio internacional de bienes, existe el término Incoterms (acrónimo del inglés international commercial terms, o en español: términos internacionales de comercio), éstas son normas acerca de las condiciones de entrega de las mercancías y productos. Se usan para aclarar los costos de las transacciones comerciales internacionales, delimitando las responsabilidades entre el comprador y el vendedor, y reflejan la práctica actual en el transporte internacional de mercancías. El propósito de los Incoterms es el de proveer un grupo de reglas internacionales, para la interpretación de los términos más usados en el comercio internacional.

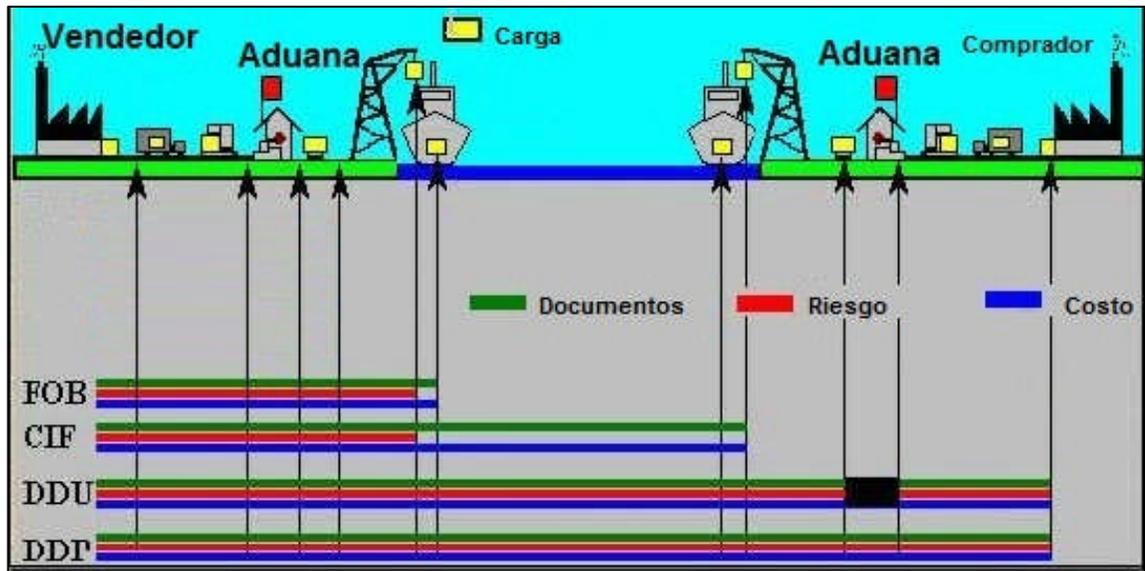
Los términos internacionales de comercio determinan:

- El alcance del precio.
- En qué momento y donde se produce la transferencia de riesgos sobre la mercadería del vendedor hacia el comprador.
- El lugar de entrega de la mercadería.
- Quién contrata y paga el transporte.
- Quién contrata y paga el seguro.
- Qué documentos tramita cada parte y su costo.

Existen diferentes *Incoterms* que de acuerdo a las responsabilidades y condiciones de transporte, brindan un costo diferente de los bienes comercializados, de esta cuenta, es posible mencionar:

- *FOB* (acrónimo del inglés *Free On Board* / libre a bordo): el vendedor entrega la mercancía sobre el barco. El vendedor contrata el transporte a través de un consignatario, pero el costo del transporte lo asume el comprador.
- *CIF* (acrónimo del inglés *Cost, Insurance and Freight* / costo, seguro y flete): el vendedor se hace cargo de todos los costos, incluidos el transporte principal y el seguro, hasta que la mercancía llegue al puerto de destino. Aunque el seguro lo ha contratado el vendedor, el beneficiario del seguro es el comprador
- *DDP* (acrónimo del inglés *Delivered Duty Paid* / entrega con derechos pagados): el vendedor paga todos los gastos hasta dejar la mercancía en el punto convenido en el país de destino. El comprador no realiza ningún tipo de trámite. Los gastos de aduana de importación son asumidos por el vendedor.
- *DDU* (acrónimo del inglés *Delivered Duty Unpaid* / entrega sin derechos pagados): el vendedor ha cumplido su obligación de entregar cuando ha puesto la mercancía a disposición del comprador en el lugar convenido del país de importación y el vendedor ha de asumir todos los gastos y riesgos relacionados con llevar la mercancía, hasta aquel lugar (excluidos derechos, impuestos y otros cargos oficiales exigibles a la importación). Así como los gastos y riesgos de llevar a cabo los trámites de aduana.

Figura 35. Diagrama ilustrativo de Incoterms



Fuente: www.businesscol.com/comex/incoterms.htm. Consulta 05-12-2011

Derivado de que los distintos equipos o materiales internacionales reflejarán un costo basado en las diferentes condiciones de entrega, debe tomarse en cuenta la realización de un análisis de Incoterms, valores *FOB* (Free on Board), valores *DDP* (Delivered Duty Paid), u otros Incoterms para mantener uniformidad en los valores obtenidos. Asimismo, los precios nacionales deberán ser expresados en los términos del numerario elegido para mantener la congruencia en los valores.

3.10.4. Fecha de referencia de costos

Asimismo, deberá escogerse una fecha para realizar las comparaciones entre costos, adecuándose los costos antiguos a los costos recientes de forma que ambos puedan ser comparables, definiendo una metodología para la actualización de los costos a la fecha seleccionada, dicha actualización podrá

ser hecha con base en índices especializados para cada elemento, tales como los índices del aluminio e índices de cobre publicados en la página de Comisión Chilena del Cobre (www.cochilco.cl), los índices publicados por Bolsa de Metales de Londres (www.lme.com), índices de materiales de construcción como los publicados por la Cámara de la Construcción de Guatemala en su revista mensual, o aranceles NMF (acrónimo de Nación Más Favorecida) e importación publicados por la Organización Mundial de Comercio (www.wto.org/indexsp.htm), etcétera.

3.10.5. Depuración y selección de costos

Considerando que para muchos casos existirán dos o más valores para un solo elemento, y que esta metodología de selección de costos deberá enfocarse en obtener valores estándar y eficientes, debe escogerse una metodología de selección de costos más eficiente a la de máximos o mínimos, pudiéndose utilizar un promedio aritmético o promedio ponderado, incluyendo en conjunto un análisis de dispersión para determinar si los datos recabados son coherentes, es decir, establecer una metodología para realizar una depuración los costos, eliminando los datos incoherentes o que presenten una gran desviación respecto al resto o puedan afectar de forma sustancial el resultado final.

El resultado final de un costo deberá ser eficiente, medible y comparable con los costos reales de una instalación, cumpliendo con las características de economía de escala de la actividad y debe reflejar eficiencia en la gestión administrativa del comprador, de forma que el valor final que tenga la UCE sea económicamente adaptado.

En síntesis, la metodología de Unidades de Construcción Estándar parte de la información de las instalaciones que componen la red de transporte de

energía que se desea valorizar, esta información definirá las características funcionales y operativas que deberán cumplir la lista de UCE que sean diseñadas; es esta identificación de propiedades, el principio del diseño conceptual de las unidades. El siguiente paso consiste en el diseño, propiamente dicho, de las UCE, seleccionando y cuantificando los componentes de las UCE mediante parámetros de economía y eficiencia, de forma que, al finalizar el diseño de las UCE, representen y modelen instalaciones óptimamente dimensionadas y económicamente eficientes. Luego de diseñadas las unidades se debe asignar los valores referentes a los costos de los equipos, materiales y actividades que componen cada UCE, para así obtener el VNR de cada unidad y con base en el VNR fijar el Peaje de transmisión de energía eléctrica. Este proceso de asignación de costos y cálculo de Peaje será descrito en siguiente capítulo.

4. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO Y PEAJE DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La valorización de las instalaciones de transmisión es una de las principales actividades a realizar para el cálculo del Peaje de transmisión, por ende, este ejercicio de valorización es especialmente importante dentro de la actividad de transmisión de energía eléctrica como actividad de precios regulados, ya que define la recuperación de los costos incurridos y la rentabilidad de una industria caracterizada por inversiones irreversibles y de largo plazo. Adicionalmente, las decisiones que pueda tomar la institución que realice la valorización y el cálculo de Peaje, para el caso de Guatemala la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y el Administrador del Mercado Mayorista, determinan la única fuente de ingresos que posee la empresa transportista para recuperar sus inversiones y obtener un beneficio adecuado y, son además, la señal para incentivarla a invertir eficientemente.

Es por esto que el cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo o VNR y el Peaje de transmisión por el uso de las instalaciones cobra gran importancia en cuanto a su metodología, selección de costos y estándares para su aplicación, ya que los mismos deben dar una señal de eficiencia para el usuario final y de incentivo a las empresas transportistas, de forma que las tarifas reguladas o Peaje de transmisión fijado sea el más eficiente y justo para ambos; así mismo, debe dar sostenibilidad de largo plazo para las empresas transportistas, permitiendo a estas recuperar el costo de inversión hecho al construir las instalaciones, los costos de administración, operación y mantenimiento (AOyM), obtener una rentabilidad sobre el capital invertido y que el usuario de las instalaciones no

pague costos excesivos que deriven de una mala gestión administrativa o de planificación de parte de quien presta el servicio o quien fija el Peaje.

Todo el desarrollo del diseño de las Unidades de Construcción Estándar se ha hecho con el objetivo de calcular el VNR de las instalaciones para la cuales se desea fijar la tarifa de transmisión o Peaje de transmisión de energía eléctrica. Luego de haber analizado y desarrollado el concepto de Unidades de Construcción Estándar en el capítulo anterior, en éste se desarrollará el concepto, la base legal, el cálculo y obtención del Valor Nuevo de Reemplazo y el Peaje de transmisión a través de la metodología de las UCE. Se desarrollarán los conceptos fundamentales que forman parte de la remuneración que reciben los agentes transportistas por el uso de sus instalaciones y se realizará un ejercicio práctico de obtención del VNR y el cálculo del Peaje de instalaciones reales.

4.1. Definición de Valor Nuevo de Reemplazo y Peaje de transmisión de energía eléctrica

Como punto de partida se definirán los conceptos centrales del presente capítulo, éstos son: Valor Nuevo de Reemplazo o VNR por sus siglas y el concepto de Peaje de transmisión de energía eléctrica; ambos conceptos se encuentran ligados el uno con el otro, ya que el cálculo del Peaje depende del VNR obtenido, así como de otros conceptos que igualmente serán abordados a continuación.

4.1.1. Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)

El Valor Nuevo de Reemplazo o VNR, es el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios

vigentes del mercado; corresponde, en términos simples, al costo de renovación de una instalación por una nueva que preste el mismo servicio y con la misma capacidad utilizando tecnología actual; dicho lo anterior, el término valorización de una instalación, hace referencia a obtener el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones.

También es válido definir al VNR como la representación del costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes, cumpliendo con las normas de diseño específicas de cada país o normas internacionales.

La Ley General de Electricidad, en su Artículo 67, define el Valor Nuevo de Reemplazo como: “el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio.” Además, indica que: “la anualidad de la inversión será calculada sobre la base del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones, óptimamente dimensionadas”; en este sentido, el cálculo del VNR para la fijación del Peaje de transmisión debe ir orientado no a obtener el VNR de las instalaciones actuales, sino a realizar una estandarización y optimización de las mismas, de forma que se obtenga un valor eficiente y económicamente adaptado.

4.1.2. Componentes del Valor Nuevo de Reemplazo

Como ya se indicó, el VNR corresponde al costo de construir nuevamente las instalaciones con la tecnología actual de forma eficiente, por lo cual debe contener todos los gastos que la empresa transportista incurriría en la construcción de las instalaciones de transmisión, dichos gastos fueron considerados dentro del diseño de las UCE en el capítulo 3, pero adicionales a los ya desarrollados existen los gastos administrativos y de operación que una

empresa de transporte tiene al momento de constituirse como prestadora del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), estos costos son considerados dentro del VNR de las instalaciones en los siguientes conceptos:

- Costos financieros: son los gastos incurridos por la empresa en la obtención de recursos financieros y que están representados por los intereses y primas sobre pagarés, bonos o préstamos emitidos por la empresa; son todos los gastos que se generan por las transacciones realizadas con instituciones del sistema financiero, los intereses por préstamos, las comisiones bancarias, las pérdidas por el tipo de cambio, etcétera.
- Costos y compensaciones por el establecimiento de las servidumbres constituidas: son los gastos derivados directamente de la constitución de las servidumbres, comprenden gastos legales de escrituración, gastos administrativos y financieros que derivan directamente de las servidumbres.
- Costos por concepto de estudios, supervisión e imprevistos: comprende los estudios de ingeniería generales que como empresa debe incurrir en la construcción de las instalaciones, se incluye el estudio de suelos, estudio topográfico, estudio de impacto ambiental, gestión de permisos, planimetría, toda la planificación previa a la ejecución de la construcción y desarrollo de la obra, la contratación de empresas especialistas para la supervisión de las obras y un apartado para imprevistos y gastos no contemplados en la construcción de las instalaciones.
- Costos por administración: son todos los gastos que se generan por la actividad administrativa en una empresa. Estos gastos no están ligados

directamente al proceso de construcción, sino que son parte del funcionamiento puramente administrativo y de gerencia; se incluye en estos costos los gastos fijos de una empresa de transmisión tales como: gastos por sueldos y salarios del personal de oficinas, energía eléctrica de las oficinas, servicio telefónico, renta del local administrativo, papelería, etcétera. Estos gastos, de acuerdo a la legislación vigente en Guatemala, serán reconocidos dentro del Peaje anual, como un 3% del VNR a través de los costos de administración, operación y mantenimiento (AOyM) de las instalaciones.

- Costos de operación y mantenimiento: son los gastos que se derivan por la actividad técnica de la empresa, constituyen los gastos puramente técnicos en los cuales deberá incurrir la empresa transportista para continuar brindando el servicio, se incluyen en estos costos los mantenimientos preventivos, predictivos y correctivos de las instalaciones y equipos, los gastos de movilización de las cuadrillas de mantenimiento, los gastos derivados de fallas técnicas y reposición del servicio, etcétera.

4.1.3. Peaje de transmisión de energía eléctrica

El Peaje de transmisión de energía eléctrica, o simplemente Peaje, constituye la remuneración que la empresa transportista recibe por el uso de sus instalaciones. De forma análoga, el Peaje es el pago que un usuario debe realizar por el uso de las instalaciones destinadas a la transmisión y/o transformación eléctrica. También, es posible definir el Peaje como el medio a través del cual un tercero tiene derecho a utilizar las instalaciones de un transportista para inyectar o retirar potencia del sistema.

La Ley General de Electricidad, en su Artículo 6, define el Peaje como: “el pago que devenga el propietario de las instalaciones de transmisión, transformación o distribución por permitir el uso de dichas instalaciones para la transportación de potencia y energía eléctrica por parte de terceros.”, asimismo, la Norma de Coordinación Comercial No. 9 introduce el término Costo Anual de Transmisión (CAT), el cual, equivale al Peaje anual aprobado por la CNEE para el sistema de transporte correspondiente para determinado transportista.

4.1.4. Componentes del Peaje

El Peaje de transmisión estará compuesto por 3 conceptos principales que en conjunto formarán la remuneración que el transportista recibirá por sus instalaciones, cada uno destinado a cubrir un rubro específico de los costos e inversiones realizados por la empresa transportista. Los componentes del Peaje son:

- Anualidad de la inversión: comprende los pagos periódicos que el transportista percibe por las instalaciones, siendo ésta la componente de remuneración del transportista, obtenida a través de la tasa remuneración establecida.
- Reposición de las instalaciones: es la cuota de amortización requerida para reponer la instalación al final de su vida útil.
- Administración, operación y mantenimiento (AOyM): es el pago que la empresa transportista recibe para dar mantenimiento técnico y realizar todas las acciones necesarias para mantener en operación continua las instalaciones; así como para sufragar los gastos en los cuales incurre la empresa para su funcionamiento administrativo.

La suma de estos tres conceptos formará la remuneración que recibirá la empresa transportista. De acuerdo al Artículo 55 del RLGE "...el transportista recibirá anualmente por sus instalaciones dedicadas al Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), dividido en doce pagos mensuales y anticipados, una remuneración denominada Peaje, libremente acordada por las partes. En caso de que no hubiere acuerdo entre el Transportista y el Usuario del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), la Comisión establecerá el Peaje máximo...".

4.2. Base legal para la aplicación del VNR y el Peaje

En el capítulo 1 del presente trabajo, se hizo referencia de forma general a la base legal correspondiente a la actividad de transmisión de energía eléctrica en Guatemala, a continuación, se citará de forma específica los enunciados principales que la legislación guatemalteca vigente establece para los conceptos de Valor Nuevo de Reemplazo y el Peaje de transmisión de energía eléctrica.

4.2.1. Base legal del VNR

Respecto el Valor Nuevo de Reemplazo, la Ley General de Electricidad en su Artículo 67, establece que el Valor Nuevo de Reemplazo de instalaciones óptimamente dimensionadas será utilizado para el cálculo de la anualidad de la inversión, además indica que el concepto de instalación económicamente adaptada, implica, reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere; es de esta premisa que parte el cálculo del VNR de instalaciones optimizadas y estandarizadas mediante las UCE. A través del VNR obtenido mediante la metodología de las UCE, será definida la

remuneración que las empresas transportistas recibirán por el uso de sus instalaciones.

4.2.2. Base legal del Peaje

En cuanto al Peaje de transmisión, la legislación guatemalteca, no sólo establece la metodología de cálculo, sino que además, indica los casos en los cuales será fijado por la CNEE, ya que el Peaje puede ser fijado por mutuo acuerdo entre partes. Esta facultad es concedida a la CNEE en el Artículo 4 de la LGE, el cual, en su inciso c) indica que es obligación de la CNEE "...definir las tarifas de transmisión y distribución, sujetas a regulación de acuerdo a la presente ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas...".

Asimismo, en el Artículo 6 de la LGE, se introduce el término de Sistema de Transmisión; se realiza una separación de instalaciones del sistema de transmisión según su utilización, que consiste en la creación de Sistemas de transporte, los cuales son: el Sistema Principal y los Sistemas Secundarios.

El Artículo 6 de la LGE indica que el Sistema Principal "es el sistema de transmisión compartido por los generadores. La Comisión definirá este sistema, de conformidad con el informe que al efecto le presente el administrador del mercado mayorista". Así mismo, el Artículo 69 de la LGE indica que "el Peaje en el sistema principal y su fórmula de ajuste automático será fijado por la Comisión cada dos (2) años, en la primera quincena de enero...".

En los Sistemas Secundarios el Peaje puede ser libremente pactado por las partes interesadas, manteniéndose la libertad de elegir y fijar el precio por el servicio de transmisión; la LGE indica en el Artículo 65 que, "todos los generadores e importadores de energía eléctrica conectados al Sistema

Eléctrico Nacional pagarán Peaje por el uso del sistema principal, por kW de potencia firme conectada...”, y el Artículo 64 de la LGE, establece que “los Peajes serán acordados entre las partes; a falta de acuerdo se aplicarán los Peajes que determine la Comisión, oyendo al o los propietarios de los sistemas de transmisión y de distribución involucrados y al Administrador del Mercado Mayorista...”.

Según Artículo 6 de la LGE, “los Sistemas Secundarios son las instalaciones que no forman parte del Sistema Principal”. Adicional a esta definición, la Norma de Coordinación Comercial No. 9 define los términos Sistema Secundario de Transmisión y Sistema Secundario de Subtransmisión; los Sistemas Secundario de Transmisión son los que conectan a un participante productor con el Sistema Principal de transporte, estos sistemas son determinados por resolución de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, según lo establecido en la Ley General de Electricidad; de forma análoga, los Sistemas Secundarios de Subtransmisión son las instalaciones de uso específico de los participantes consumidores que los conectan con el Sistema Principal de transmisión; y de igual forma son determinados mediante resolución por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

4.2.3. Metodología de cálculo del Peaje

El Artículo 55 del RLGE establece la metodología específica para el cálculo del Peaje, indicando que “el transportista recibirá anualmente por sus instalaciones dedicadas al Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), doce pagos mensuales y anticipados, una remuneración anual denominada Peaje, libremente acordada por las partes. En caso de que no hubiere acuerdo entre el Transportista y el Usuario del Servicio de Transporte de Energía

Eléctrica (STEE), la Comisión establecerá el Peaje máximo sobre la base de los siguientes conceptos:

- La anualidad de la inversión de las instalaciones de transmisión de un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado, considerando un factor de recuperación de capital obtenido con la tasa de actualización que establece la Ley y una vida útil de treinta (30) años.
- Los costos anuales de operación, mantenimiento y administración, que serán como máximo el 3% del costo total de inversión mencionado en el párrafo anterior. Además indica que este porcentaje podrá ser modificado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, sobre la base de estudios técnicos...”. Actualmente se mantiene vigente el porcentaje de 3% del VNR.

Respecto los puntos anteriores, el Artículo 67 de la LGE recalca que: “la anualidad de la inversión será calculada sobre la base del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones óptimamente dimensionadas, considerando la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas y una vida útil de treinta años”, siendo este enunciado de la LGE, el que establece el uso del VNR para el cálculo del Peaje.

4.3. Cálculo del VNR

El cálculo del VNR partirá de las Unidades de Construcción Estándar diseñadas; como se indicó en apartados anteriores, es necesario dar valor a cada uno de los componentes de las unidades para que en su conjunto formen el VNR total de la UCE que, a su vez, con la combinación de unidades, representará una instalación de transmisión completa, ya sea, una subestación

o línea de transmisión, obteniendo así el VNR de esta instalación y, mediante el conjunto de instalaciones, se obtendrá el VNR de una red de transporte.

La obtención del VNR de una instalación, por medio de la metodología de las UCE, se logra al realizar la multiplicación del valor unitario asignado a los componentes de la instalación por la cantidad establecida para cada uno de los componentes, de forma que en su conjunto, establezcan el VNR de las UCE; este proceso se ejemplifica a continuación:

Primero se define y asigna el valor de los elementos que componen la UCE adicionando la columna nombrada costo, al diseño conceptual de las UCE. A manera de ejemplo se utilizará la unidad identificada como bahía 1, definida en el capítulo 3; al adicionar esta nueva columna, se construye una matriz de componentes de las UCE y su respectivo costo, de la siguiente forma:

Tabla XX. **Matriz de costos y módulos que componen una UCE de bahía de conexión**

Módulo 1. Equipamiento	Unidad	Costo 69 kV
Apartarrayos monopoles	US\$/U	1 000,00
Interruptor de potencia	US\$/U	45 000,00
Seccionador de línea con puesta a tierra tripolar	US\$/U	8 500,00
Seccionador de barra tripolar	US\$/U	8 100,00
Transformadores de voltaje monopoles	US\$/U	5 300,00
Transformadores de corriente monopoles	US\$/U	6 000,00
Instalación electromecánica de equipos	US\$	15 000,00
Personal	US\$	12 000,00
Maquinaria	US\$	7 000,00
Módulo 2. Obra civil	Unidad	Costo 69 kV
Excavación de terreno	m ³	3,00
Preparación de terreno	m ²	5,00
Fundición de bases de concreto	m ³	100,00
Armado de estructuras metálicas	US\$/U	6 000,00
Esparcimiento de arena	m ²	1,00
Personal	US\$/U	7 000,00
Maquinaria	US\$/U	5 000,00
Ingeniería y diseño	US\$/U	7 000,00

Continuación tabla XX.

Módulo 3. Materiales	Unidad	Costo 69 kV
Concreto	m ³	100,00
Arena	m ³	13,00
Aisladores	U	350,00
Perfiles de acero	kg	3,00
Conductores	m	6,00
Conjuntos de amarre y suspensión	US\$/U	5 300,00
Paneles de protección de línea	US\$/U	45 000,00
Paneles de protección de transformador	US\$/U	50 000,00
Materiales menores	US\$/U	15 000,00

Fuente: Cámara de la Construcción de Guatemala (CCG), Comisión Federal de Electricidad (CFE), Instituto Nacional de Estadística (INE) y Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

El caso donde se indica un factor de uno asociado a una unidad US\$/U, corresponde a los componentes de la UCE cuya actividad es considerada como unitaria por instalación y el precio o valor de dicha actividad se incluye dentro del diseño y dimensionamiento de la UCE; para los precios que van asociados a dimensionales como m², m³, kg o ml, corresponde al precio por unidad del material o actividad; por ejemplo: el componente identificado como arena, tiene un costo de 13,00 y una unidad de US\$/m³, esto significa que el costo por cada metro cúbico de arena tiene un valor de US\$ 13,00.

Luego de haber asignado el valor o factor según sea el caso para las actividades y materiales específicos o globales, se toma como base la matriz de costos y módulos para crear la matriz que dará el VNR de la UCE; para construir esta matriz se adiciona la caracterización de la UCE y la columna donde se detallan las cantidades del diseño conceptual que la componen, de forma que se obtiene una matriz de valorización como la que se muestra a continuación:

Tabla XXI. **Matriz de valorización de una UCE de bahías de conexión**

Módulo 1. Equipamiento	Unidad	Costo 69 kV	Bahía 1
			Cantidad
Apartarrayos monopolares	US\$/U	1 000,00	3,00
Interruptor de potencia	US\$/U	45 000,00	1,00
Seccionador de línea con puesta a tierra tripolar	US\$/U	8 500,00	2,00
Seccionador de barra tripolar	US\$/U	8 100,00	-
Transformadores de voltaje monopolares	US\$/U	5 300,00	3,00
Transformadores de corriente monopolares	US\$/U	6 000,00	3,00
Instalación electromecánica de equipos	US\$	15 000,00	1,00
Personal	US\$	12 000,00	1,00
Maquinaria	US\$	7 000,00	1,00
Módulo 2. Obra civil	Unidad	Costo 69 kV	Bahía 1
Excavación de terreno	m ³	3,00	128,00
Preparación de terreno	m ²	5,00	75,00
Fundición de bases de concreto	m ³	100,00	25,00
Armado de estructuras metálicas	US\$/U	6 000,00	1,00
Esparcimiento de arena	m ²	1,00	40,00
Personal	US\$/U	7 000,00	1,00
Maquinaria	US\$/U	5 000,00	1,00
Ingeniería y diseño	US\$/U	7 000,00	1,00
Módulo 3. Materiales	Unidad	Costo 69 kV	Bahía 1
Concreto	m ³	100,00	35,00
Arena	m ³	13,00	200,00
Aisladores	U	350,00	15,00
Perfiles de acero	kg	3,00	400,00
Conductores	m	6,00	100,00
Conjuntos de amarre y suspensión	US\$/U	5 300,00	1,00
Paneles de protección de línea	US\$/U	45 000,00	1,00
Paneles de protección de transformador	US\$/U	50 000,00	1,00
Materiales menores	US\$/U	15 000,00	1,00

Fuente: Cámara de la Construcción de Guatemala (CCG), Comisión Federal de Electricidad (CFE), Instituto Nacional de Estadística (INE) y Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

Para obtener el VNR de la UCE se realiza la multiplicación de los componentes de la columna costo por los componentes de la columna cantidad, de forma que al sumar los resultados de estas operaciones, se obtiene el Valor Nuevo de Reemplazo de la UCE.

Adicional a los costos de equipos, materiales e instalaciones, para obtenerse el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones, deben considerarse otros gastos que van relacionados a la construcción de las

instalaciones, estos gastos, que por lo general, no son previsibles o fijos, y constituyen una componente importante en el costo final de una instalación; estos son los gastos financieros y gastos en estudios supervisión e imprevistos.

Dada la dificultad en cuanto a la cuantificación de estos tres conceptos, los mismos pueden ser estimados como porcentajes del valor de las instalaciones, equipos, materiales y obras, de esta cuenta a los gastos financieros se asignará de forma arbitraria un 10% del costo de las instalaciones, 15% para el concepto de estudios, supervisión e imprevistos. Se hace la observación que la obtención de la componente que tiene un proyecto de transmisión en concepto de gastos financieros, estudios, supervisión e imprevistos, conlleva todo un análisis financiero, estadístico y técnico que puede llegar a ser diferente para cada instalación, dicho procedimiento se encuentra fuera del alcance del presente trabajo, por lo cual, a manera de ejemplo se han asignado estos valores de forma arbitraria.

Con las operaciones anteriormente descritas y asignando un valor de gastos 10% y 15% del valor de equipos, obras civiles y electromecánicas en concepto de gastos financieros y estudios, supervisión e imprevistos respectivamente, da como resultado un VNR para una bahía de conexión de línea con interruptor de potencia en 69 kV configuración barra simple con aislación en aire de US\$ 362 061,25, los cuales, de acuerdo al diseño de la unidad constructiva, se desagregan de la siguiente forma:

Tabla XXII. **Desagregación del VNR de una UCE de bahías de conexión**

Concepto	Bahía 1
Subtotal módulo de equipamiento	\$ 132 900,00
Subtotal módulo de obra civil	\$ 28 299,00
Subtotal módulo de materiales	\$ 128 450,00

Continuación tabla XXII.

Gastos financieros (10%)	\$	28 964,90
Estudios, supervisión e imprevistos (15%)	\$	43 447,35
Sub total UCE (US\$)	\$	362 061,25

Fuente: elaboración propia.

Este procedimiento de crear matrices de costos y módulos, se repite para cada UCE, de manera que sea valorada cada unidad modelada.

Se hace la aclaración que los datos de valores contenidos en las matrices indicadas anteriormente y las matrices de valorización siguientes, son datos supuestos con el único objetivo de ejemplificar la utilización del VNR, la selección de valores y costos eficientes para ser utilizados en las UCE es un proceso que no se encuentra dentro del alcance del presente trabajo, asimismo los gastos financieros y de estudios, supervisión e imprevistos pueden ser motivo para la realización de un estudio en sí mismos, por lo cual la metodología y selección de los mismos queda a criterio de la entidad que realice la valorización y no será tratada en el presente trabajo.

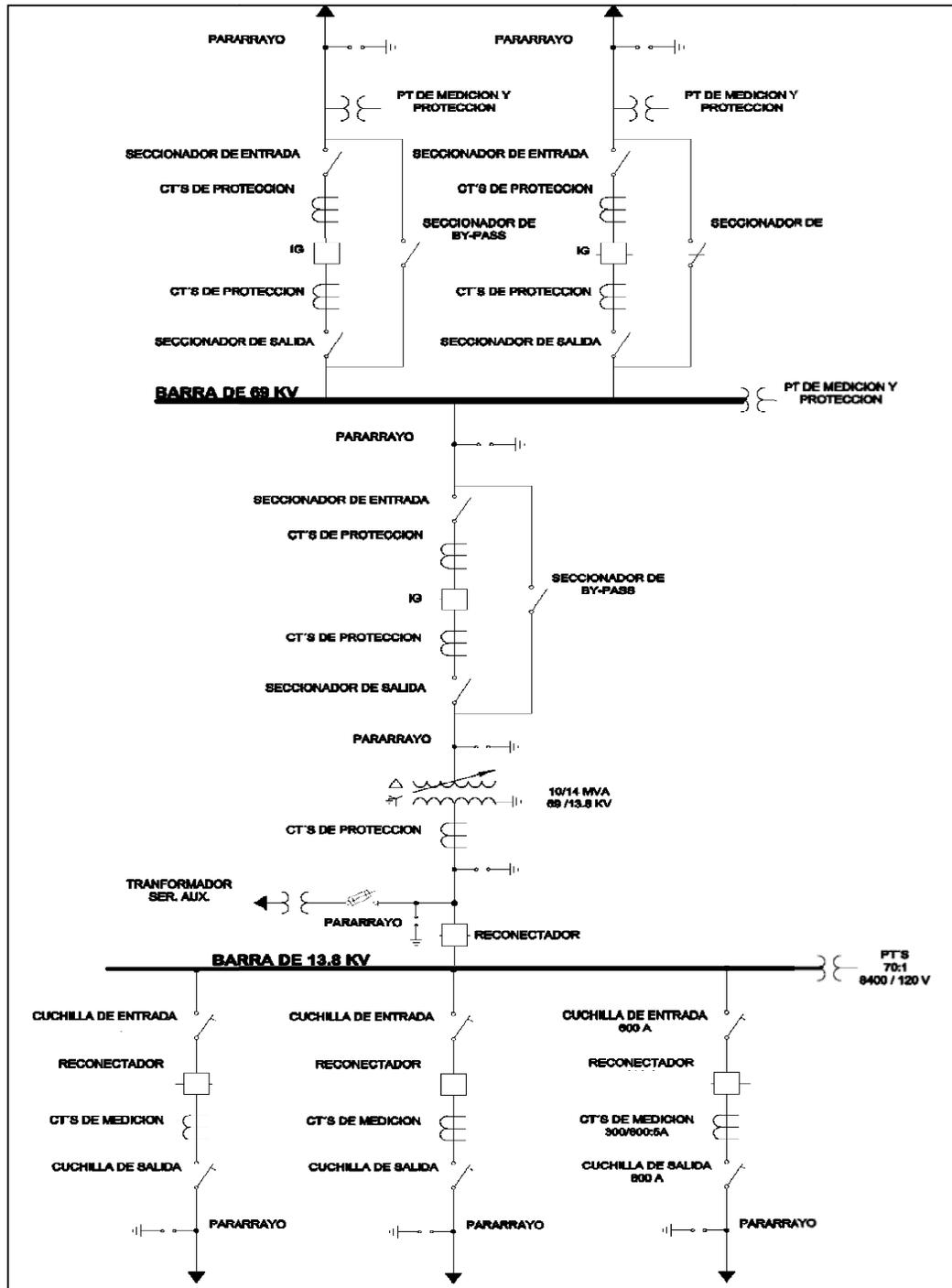
4.4. Cálculo del VNR de una instalación por medio de UCE

Para ejemplificar la valorización de una instalación de transmisión mediante la metodología de las UCE, se utilizará una subestación de transformación típica del sistema de transmisión guatemalteco, cuyas características sean comunes a la mayor cantidad posible de subestaciones; así mismo, se realizará la valorización de una línea de transmisión de 69 kV para ejemplificar este ejercicio:

4.4.1. Ejemplo de cálculo del VNR de una subestación

Para ejemplificar el uso de las UCE para la obtención del VNR de una subestación, se ha seleccionado la subestación denominada SE ejemplo, esta subestación corresponde a una subestación de distribución final con dos niveles de voltaje, 69 kV en el lado de alta tensión y 13,8 kV en el de media tensión, esta subestación conecta dos líneas de transmisión de 69 kV a una barra con configuración de barra simple; cuenta con un transformador trifásico de tensiones 69/13,8 kV y potencia 10/14 MVA *OLTC*; en el lado de media tensión conecta tres circuitos de distribución en 13,8 kV, la aislación general de la subestación es aire; la figura 36, contiene el diagrama unifilar de la subestación que ilustra la descripción de la subestación descrita anteriormente:

Figura 36. Diagrama unifilar SE ejemplo



Fuente: elaboración propia.

Utilizando la metodología de las UCE, y dada la configuración de la subestación descrita, se representará la subestación ejemplo mediante las cuatro familias de unidades establecidas para las subestaciones de la siguiente forma:

- UCE de bahías de conexión: en la subestación se identifican 7 bahías de conexión, las cuales son:
 - Dos bahías de conexión de línea simple barra en tensión 69 kV.
 - Una bahía de conexión de transformador simple barra en tensión 69 kV.
 - Tres bahías de conexión de línea simple barra en tensión 13,8 kV.
 - Una bahía de conexión de transformador simple barra en tensión 13,8 kV.

En primer lugar se seleccionan las UCE que corresponden a las características de cada una de las bahías; las UCE identificadas como bahía 1 y bahía 3 corresponden a las bahías de tensión 69 kV, para bahías de línea y transformador, respectivamente, y las UCE identificadas como bahía 4 y bahía 5, corresponden a las bahías de tensión 13,8 kV de línea y transformador, respectivamente; la valorización de estas instalaciones, por medio de las UCE, se presenta en la tabla XXIII:

Tabla XXIII. **Matriz de valorización de las UCE de bahías de conexión en 69 kV de la SE ejemplo**

Modulo 1. Equipamiento	Unidad	Costo 69 kV	Bahía 1	Bahía 3
			Cantidad	Cantidad
Apartarrayos monopolares	US\$/U	1 000,00	3,00	3,00
Interruptor de potencia	US\$/U	45 000,00	1,00	1,00
Seccionador de línea con puesta a tierra tripolar	US\$/U	8 500,00	2,00	2,00
Seccionador de barra tripolar	US\$/U	8 100,00	-	1,00
Transformadores de voltaje monopolares	US\$/U	5 300,00	3,00	3,00
Transformadores de corriente monopolares	US\$/U	6 000,00	3,00	3,00
Instalación electromecánica de equipos	US\$	15 000,00	1,00	1,00
Personal	US\$	12 000,00	1,00	1,00
Maquinaria	US\$	7 000,00	1,00	1,00
Subtotal módulo de equipamiento			\$ 132,900.00	\$ 141,000.00
Módulo 2. Obra civil	Unidad	Costo 69 kV	Bahía 1	Bahía 3
			Cantidad	Cantidad
Excavación de terreno	m ³	3,00	128,00	130,00
Preparación de terreno	m ²	5,00	75,00	75,00
Fundición de bases de concreto	m ³	100,00	25,00	24,00
Armado de estructuras metálicas	US\$/U	6 000,00	1,00	1,00
Esparcimiento de arena	m ²	1,00	40,00	40,00
Personal	US\$/U	7 000,00	1,00	1,00
Maquinaria	US\$/U	5 000,00	1,00	1,00
Ingeniería y diseño	US\$/U	7 000,00	1,00	1,00
Subtotal módulo de obra civil			\$ 28,299.00	\$ 28,205.00
Módulo 3. Materiales	Unidad	Costo 69 kV	Bahía 1	Bahía 3
			Cantidad	Cantidad
Concreto	m ³	100,00	35,00	40,00
Arena	m ³	13,00	200,00	200,00
Aisladores	U	350,00	15,00	18,00
Perfiles de acero	kg	3,00	400,00	435,00
Conductores	m	6,00	100,00	90,00
Conjuntos de amarre y suspensión	US\$/U	5 300,00	1,00	1,00
Paneles de protección de línea	US\$/U	45 000,00	1,00	1,00
Paneles de protección de transformador	US\$/U	50 000,00	1,00	1,00
Materiales menores	US\$/U	15 000,00	1,00	1,00
Subtotal módulo de materiales			\$ 128,450.00	\$ 130,045.00

Fuente: Cámara de la Construcción de Guatemala (CCG), Comisión Federal de Electricidad (CFE), Instituto Nacional de Estadística (INE) y Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

Por lo que aplicando el procedimiento descrito en el punto 4.4. del presente capítulo, se obtiene un VNR equivalente a: US\$ 362 061,25 y US\$ 374 062,50

para las bahías de conexión de línea y transformador, respectivamente. Dichos valores se resumen a continuación (ver tabla XXIV):

Tabla XXIV. Resumen del VNR de las UCE de bahías de conexión en 69 kV de la SE ejemplo

Concepto	Bahía 1	Bahía 3
Subtotal módulo de equipamiento	\$ 132 900,00	\$ 141 000,00
Subtotal módulo de obra civil	\$ 28 299,00	\$ 28 205,00
Subtotal módulo de materiales	\$ 128 450,00	\$ 130 045,00
Gastos financieros (10%)	\$ 28 964,90	\$ 29 925,00
Estudios, supervisión e imprevistos (15%)	\$ 43 447,35	\$ 44 887,50
Sub total UCE (US\$)	\$ 362 061,25	\$ 374 062,50

Fuente: elaboración propia.

De la misma forma se realiza la valorización mediante UCE de las instalaciones correspondientes a las bahías de tensión 13,8 kV. Los resultados de la valorización se muestran en la tabla XXV:

Tabla XXV. Desagregación del VNR de las UCE de bahías de conexión en 13,8 kV de la SE ejemplo

Modulo 1. Equipamiento	Unidad	Costo 13,8 kV	Bahía 4	Bahía 5
			Cantidad	Cantidad
Apartarrayos monopolares	US\$/U	300,00	3,00	3,00
Interruptor de potencia	US\$/U	9 000,00	1,00	-
Seccionador de línea con puesta a tierra tripolar	US\$/U	1 750,00	1,00	-
Seccionador de barra tripolar	US\$/U	1 400,00	1,00	1,00
Transformadores de voltaje monopolares	US\$/U	500,00	3,00	3,00
Transformadores de corriente monopolares	US\$/U	600,00	3,00	3,00
Instalación electromecánica de equipos	US\$	5 000,00	1,00	1,00
Personal	US\$	5 000,00	1,00	1,00
Maquinaria	US\$	3 000,00	1,00	1,00
Subtotal módulo de equipamiento			\$ 29 350,00	\$ 18 600,00
Módulo 2. Obra civil	Unidad	Costo 13,8 kV	Bahía 4	Bahía 5
			Cantidad	Cantidad
Excavación de terreno	m ³	3,00	65,00	70,00
Preparación de terreno	m ²	5,00	50,00	55,00
Fundición de bases de concreto	m ³	100,00	16,00	28,00
Armado de estructuras metálicas	US\$/U	3 000,00	1,00	1,00

Continuación tabla XXV.

Esparcimiento de arena	m ²	1,00	50,00	55,00
Personal	US\$/U	3 000,00	1,00	1,00
Maquinaria	US\$/U	2 000,00	1,00	1,00
Ingeniería y diseño	US\$/U	3 000,00	1,00	1,00
Subtotal módulo de obra civil			\$ 13 095,00	\$ 14 340,00
Módulo 3. Materiales	Unidad	Costo 13,8 kV	Bahía 4 Cantidad	Bahía 5 Cantidad
Concreto	m ³	100,00	1,00	1,00
Arena	m ³	13,00	100,00	100,00
Aisladores	U	100,00	15,00	12,00
Perfiles de acero	kg	3,00	200,00	175,00
Conductores	m	6,00	69,00	78,00
Conjuntos de amarre y suspensión	US\$/U	3 000,00	1,00	1,00
Paneles de protección de línea	US\$/U	5 000,00	1,00	1,00
Paneles de protección de transformador	US\$/U	6 000,00	1,00	1,00
Materiales menores	US\$/U	8 000,00	1,00	1,00
Subtotal módulo de materiales			\$ 25 914,00	\$ 25 593,00

Fuente: Cámara de la Construcción de Guatemala (CCG), Comisión Federal de Electricidad (CFE), Instituto Nacional de Estadística (INE) y Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

Tabla XXVI. Resumen del VNR de las UCE de bahías de conexión en 13,8 kV de la SE ejemplo

Concepto	Bahía 4	Bahía 5
Subtotal módulo de equipamiento	\$ 29 350,00	\$ 18 600,00
Subtotal módulo de obra civil	\$ 13 095,00	\$ 14 340,00
Subtotal módulo de materiales	\$ 25 914,00	\$ 25 593,00
Gastos financieros (10%)	\$ 6 835,90	\$ 5 853,30
Estudios, supervisión e imprevistos (15%)	\$ 10 253,85	\$ 8 779,95
Sub total UCE (US\$)	\$ 85 448,75	\$ 73 166,25

Fuente: elaboración propia.

La unidad identificada como bahía 1 corresponde a las bahías de conexión de línea en 69 kV, la unidad identificada como bahía 3, corresponde a la bahía de conexión del transformador en 69 kV. En el caso de las bahías de 13,8 kV, se

utilizó las unidades identificadas como bahía 4 y bahía 5 para las bahías de línea y de transformador, respectivamente.

Derivado que existen dos bahías de conexión de línea en 69 kV y que cada una tiene un VNR de US\$ 362 061,25, el VNR de ambas será dos veces esta cantidad; por lo tanto, el VNR resultante por las bahías de línea en 69 kV equivale a US\$ 724 122,50; en el caso de la bahía de transformador en 69 kV, el VNR es de US\$ 374 062,50, ya que solamente existe una bahía con estas características; de forma análoga, existen tres bahías de línea en tensión 13,8 kV, cada una con un VNR de US\$ 85 448,75 que en total suman US\$ 256 346,25; por último, existe únicamente una bahía de transformador en 13,8 kV, a esta corresponde un VNR de US\$ 73 166,25.

El subtotal de VNR por las siete bahías de conexión de la subestación ejemplo equivale a US\$ 1. 427 697,50. Dicho valor se resume en la tabla XXVII, la cual se presenta a continuación:

Tabla XXVII. **VNR de las bahías de conexión de la SE ejemplo**

Bahías de conexión	UCE	Valor unitario (US\$)	Cantidad	VNR (US\$)
Bahía de línea 69 kV simple barra con interruptor	Bahía 1	362 061,25	2	\$ 724 122,50
Bahía de transformador 69 kV simple barra con interruptor	Bahía 3	374 062,50	1	\$ 374 062,50
Bahía de línea 13,8 kV simple barra con interruptor	Bahía 4	85 448,75	3	\$ 256 346,25
Bahía de transformador 13,8 kV simple barra sin interruptor	Bahía 5	73 166,25	1	\$ 73 166,25
Subtotal bahías de conexión			7	\$ 1 427 697,50

Fuente: elaboración propia.

- UCE de infraestructura básica: de acuerdo a los niveles de voltaje de la subestación ejemplo existen dos infraestructuras, éstas son:

- Infraestructura básica simple barra con capacidad máxima de 4 bahías de conexión en 69 kV.
- Infraestructura básica simple barra con capacidad máxima de 4 bahías de conexión en 13,8 kV.

De igual forma se seleccionan las UCE de acuerdo a las características de las instalaciones a valorizar, para el caso de la subestación ejemplo se utilizarán las UCE denominadas como: infraestructura 1 e infraestructura 2 para las infraestructuras de tensión 69 kV y 13,8 kV, respectivamente. La valorización de las instalaciones por medio de UCE se presenta en la tabla XXVIII:

Tabla XXVIII. Desagregación del VNR de las UCE de infraestructura de la SE ejemplo

Módulo 1. Equipamiento	Unidad	Costo 69 kV	Costo 13,8 kV	Infraestructura 1	Infraestructura 2
				Cantidad	Cantidad
Equipos de comunicación por microondas	US\$/U	3 000,00	3 000,00	1,00	-
Sistema de comunicación por radio	US\$/U	2 000,00	2 000,00	1,00	1,00
Banco de baterías	US\$/U	2 500,00	2 500,00	1,00	-
Sistema de carga	US\$/U	750,00	750,00	1,00	-
Sistemas de medición primaria	US\$/U	2 000,00	1 000,00	1,00	1,00
Sistemas de medición secundaria	US\$/U	2 000,00	1 000,00	1,00	1,00
Sistemas de fibra óptica	US\$/U	2 500,00	700,00	1,00	-
Sistemas de protección y control	US\$/U	5 000,00	2 000,00	1,00	1,00
Gabinetes de control	US\$/U	800,00	300,00	1,00	1,00
Sistemas contra incendio	US\$/U	5 000,00	5 000,00	1,00	-
Sistemas de iluminación exterior	US\$/U	2 000,00	1 000,00	1,00	1,00
Transformador de servicios auxiliares	US\$/U	4 000,00	4 000,00	1,00	-
Equipo de aire acondicionado	US\$/U	500,00	500,00	1,00	-
Subtotal módulo de equipamiento				\$ 32 050,00	\$ 7 300,00
Módulo 2. Materiales	Unidad	Costo 69 kV	Costo 13,8 kV	Infraestructura 1	Infraestructura 2
				Cantidad	Cantidad
Concreto	m ³	100,00	100,00	100,00	39,00
Cemento	m ³	45,00	45,00	150,00	59,00
Arena	m ³	10,00	10,00	75,00	30,00
Perfiles de acero estructural	kg	3,50	3,50	500,00	195,00
Ladrillos	US\$/U	2,00	2,00	500,00	195,00
Barras de aluminio	kg	7,00	7,00	250,00	98,00
Hierro para construcción	kg	5,00	5,00	200,00	78,00

Continuación tabla XXVIII.

Adoquines	US\$/U	2,00	2,00	1 000,00	390,00
Pavimento	m ²	35,00	35,00	45,00	18,00
Gramma	m ²	15,00	15,00	50,00	20,00
Repello	m ²	10,00	10,00	120,00	47,00
Piedra para fundición	m ³	75,00	75,00	45,00	18,00
Planchas de concreto	m ³	59,00	59,00	100,00	39,00
Piedrín	m ³	45,00	45,00	76,00	30,00
Blocks de cemento	US\$/U	2,00	2,00	2 000,00	780,00
Malla ciclónica	ml	200,00	200,00	-	-
Cobre para sistemas de tierras	m	15,00	15,00	200,00	78,00
Madera para formaletas	kg	5,00	5,00	100,00	39,00
Piso para la caseta de control	m ²	10,00	10,00	36,00	15,00
Puertas, ventanas, sanitarios y accesorios	US\$/U	1 000,00	1 000,00	1,00	1,00
Tuberías y accesorios para drenaje sanitario	US\$/U	1 200,00	1 200,00	1,00	1,00
Accesorios para agua potable	US\$/U	2 000,00	2 000,00	1,00	1,00
Conductores de potencia	m	6,00	6,00	400,00	156,00
Conectores, empalmes y tornillería	US\$/U	700,00	500,00	1,00	1,00
Materiales menores varios	US\$/U	1 000,00	700,00	1,00	1,00
Subtotal módulo de materiales				\$ 57 380,00	\$ 25 595,50
Modulo 3. Obras electromecánica	Unidad	Costo 69 kV	Costo 13,8 kV	Infraestructura 1	Infraestructura 2
				Cantidad	Cantidad
Montaje e instalación de equipos de comunicación de radio	US\$/U	1 000,00	1 000,00	1,00	1,00
Montaje e instalación de equipos de comunicación por microonda	US\$/U	1 200,00	500,00	1,00	1,00
Montaje e instalación de banco de baterías y cargadores	US\$/U	100,00	250,00	1,00	1,00
Instalación de sistemas de medición primaria y secundaria	US\$/U	3 000,00	300,00	1,00	1,00
Instalación de sistema de fibra óptica	US\$/U	1 000,00	200,00	1,00	1,00
Montaje e instalación de sistemas de protección y control	US\$/U	900,00	500,00	1,00	1,00
Instalación de sistemas contra incendio	US\$/U	1 200,00	1 000,00	1,00	1,00
Instalación de sistema de alarma	US\$/U	600,00	600,00	1,00	1,00
Instalación de iluminación exterior	US\$/U	600,00	600,00	1,00	1,00
Montaje e instalación de transformador de servicios auxiliares	US\$/U	1 000,00	1 000,00	1,00	1,00
Instalación de sistemas de aire acondicionado	US\$/U	300,00	300,00	1,00	1,00
Instalación eléctrica de baja tensión para equipo auxiliar	US\$/U	300,00	300,00	1,00	1,00
Cableado de sistemas de comunicación	US\$/U	100,00	100,00	1,00	1,00
Obras electromecánicas varias	US\$/U	1 000,00	1 000,00	1,00	1,00
Subtotal módulo de obra electromecánica				\$ 12 300,00	\$ 7 650,00
Módulo 4. Obra civil	Unidad	Costo 69 kV	Costo 13,8 kV	Infraestructura 1	Infraestructura 2
				Cantidad	Cantidad
Preparación de terreno	m ²	20,00	20,00	700,00	273,00
Excavación y relleno de terreno	m ³	150,00	150,00	50,00	20,00
Aplanado de terreno	m ²	9,00	9,00	700,00	273,00
Esparcimiento de arena	m ²	10,00	10,00	500,00	195,00
Elaboración de bases estructurales de concreto	m ³	300,00	300,00	20,00	8,00
Armado de estructuras metálicas	m ²	200,00	200,00	15,00	6,00
Construcción y elaboración de canales	ml	100,00	100,00	50,00	20,00

Continuación tabla XXVIII.

Instalación de sistemas de agua potable	US\$/U	1 500,00	1 500,00	1,00	1,00
Instalación de sistemas de aguas negras	US\$/U	1 500,00	1 500,00	1,00	1,00
Construcción de caseta de control	US\$/U	3 000,00	3 000,00	1,00	1,00
Pavimentación y engramillado	m ²	50,00	50,00	75,00	30,00
Construcción de muro perimetral	ml	200,00	200,00	169,00	66,00
Instalación de malla ciclónica	ml	25,00	25,00	40,00	16,00
Maquinaria	US\$/U	5 000,00	5 000,00	1,00	1,00
Personal	US\$/U	3 000,00	3 000,00	1,00	1,00
Subtotal módulo de obra civil				\$ 99 350,00	\$ 47 567,00

Fuente: Cámara de la Construcción de Guatemala (CCG), Comisión Federal de Electricidad (CFE), Instituto Nacional de Estadística (INE) y Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

Tabla XXIX. Resumen del VNR de las UCE infraestructura de la SE ejemplo

Concepto	Infraestructura 1	Infraestructura 2
Subtotal módulo de equipamiento	\$ 32 050,00	\$ 7 300,00
Subtotal módulo de materiales	\$ 57 380,00	\$ 25 595,50
Subtotal módulo de obra electromecánica	\$ 12 300,00	\$ 7 650,00
Subtotal módulo de obra civil	\$ 99 350,00	\$ 47 567,00
Gastos financieros (10%)	\$ 20 108,00	\$ 8 811,25
Estudios, supervisión e imprevistos (15%)	\$ 30 162,00	\$ 13 216,88
Sub total UCE (US\$)	\$ 251 350,00	\$ 110 140,63

Fuente: elaboración propia.

Por lo tanto, el VNR de la subestación por concepto de infraestructura equivale a US\$ 289 306,00, desagregados como se muestra en la tabla XXX:

Tabla XXX. VNR de las infraestructuras de la SE ejemplo

Infraestructura básica	UCE	Valor unitario (US\$)	Cantidad	VNR (US\$)
Infraestructura simple barra 69 kV - 4 campos - intemperie	Infraestructura 1	251 350,00	1	\$ 251 350,00

Continuación tabla XXX.

Infraestructura simple barra 13,8 kV - 4 campos - intemperie	Infraestructura 2	110 140,63	1	\$ 110 140,63
Subtotal infraestructura			2	\$ 361 490,63

Fuente: elaboración propia.

- UCE de Máquinas: existe únicamente un elemento que concuerda con las características de las UCE de máquinas, este es el transformador de potencia trifásico de tensiones 69/13,8 kV y potencia 10/14 MVA con capacidad de regulación bajo carga; para valorizar el transformador se utilizará la UCE denominada como máquina 1, la valorización se presenta en la tabla XXXI:

Tabla XXXI. **Desagregación del VNR de la UCE de máquinas de la SE ejemplo**

Módulo 1. Máquinas	Unidad	Costo 69 kV	Máquina 1
			Cantidad
Transformador de potencia trifásico	US\$/U	315 000,00	1,00
Regulador de voltaje monofásico	US\$/U	50 000,00	-
Banco de capacitores	US\$/U	150 000,00	-
Banco de reactores	US\$/U	200 000,00	-
Subtotal módulo de máquinas			\$ 315 000,00
Módulo 2. Obra electromecánica	Unidad	Costo 69 kV	Máquina 1
Montaje, instalación y pruebas de campo de transformador de potencia	US\$/U	25 000,00	1,00
Montaje, instalación y pruebas de campo de regulador de voltaje	US\$/U	15 000,00	-
Montaje, instalación y pruebas de campo de banco de capacitores	US\$/U	20 000,00	-
Montaje, instalación y pruebas de campo de banco de reactores	US\$/U	20 000,00	-
Cableado e instalación de protecciones	US\$/U	1 200,00	1,00
Transporte e instalación física	US\$/U	3 000,00	1,00
Personal	US\$/U	5 000,00	1,00
Maquinaria	US\$/U	1 000,00	1,00
Subtotal módulo de obra electromecánica			\$ 35 200,00
Módulo 3. Obra civil	Unidad	Costo 69 kV	Máquina 1
Elaboración de bases estructurales de concreto	m ³	100,00	200,00
Elaboración de estructuras de soporte	m ²	50,00	16,00
Construcción de malla ciclónica	ml	200,00	-
Personal	US\$/U	2 000,00	1,00

Continuación tabla XXXI.

Maquinaria	US\$/U	700,00	1,00
Subtotal módulo de obra civil			\$ 23 500,00

Fuente: Cámara de la Construcción de Guatemala (CCG), Comisión Federal de Electricidad (CFE), Instituto Nacional de Estadística (INE) y Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

Tabla XXXII. **Resumen del VNR de la UCE de máquinas de la SE ejemplo**

Concepto	Máquina 1
Subtotal módulo de máquinas	\$ 315 000,00
Subtotal módulo de obra electromecánica	\$ 35 200,00
Subtotal módulo de obra civil	\$ 23 500,00
Gastos financieros (10%)	\$ 37 370,00
Estudios, supervisión e imprevistos (15%)	\$ 56 055,00
Sub total UCE (US\$)	\$ 467 125,00

Fuente: elaboración propia.

El VNR obtenido por medio de la UCE por el transformador de potencia instalado en la SE ejemplo equivale a US\$ 467 125,00, lo cual se resume a continuación (ver tabla XXXIII).

Tabla XXXIII. **VNR de la máquina de la SE ejemplo**

Máquinas	UCE	Valor unitario (US\$)	Cantidad	VNR (US\$)
Transformador - 69/13,8 kV - 10/14 MVA - 3f - OLTC	Máquina 1	467 125,00	1	\$ 467 125,00
Subtotal máquinas			1	\$ 467 125,00

Fuente: elaboración propia.

- UCE de equipos menores: como se indicó en los apartados 3.4. y 3.9., son utilizadas cuando existen consideraciones especiales de la instalación; en

este caso se supondrá, que la subestación se encuentra en una zona expuesta a fallas y alimenta cargas de relativa importancia, por lo cual se le asignará una planta de emergencia a base de *diesel* de tensiones 120/240 V y una potencia de 150 kVA; para esto, se utilizará una UCE de equipos menores denominada equipo 2, la valorización de esta unidad se presenta en la tabla XXXIV:

Tabla XXXIV. Desagregación del VNR de las UCE de equipos menores de la SE ejemplo

Módulo 1. Equipo	Unidad	Costo	Equipo 2
			Cantidad
Interruptor de aire manual para línea de transmisión 69 kV	US\$/U	10 000,00	-
Planta <i>diesel</i> , 150 kVA 120/240 V	US\$/U	35 000,00	1,00
Subtotal módulo de equipo			\$ 35 000,00
Módulo 2. Instalación	Unidad	Costo	Equipo 2
Instalación electromecánica	US\$/U	1 000,00	1,00
Subtotal módulo de instalación			\$ 1 000,00

Fuente: Cámara de la Construcción de Guatemala (CCG), Comisión Federal de Electricidad (CFE), Instituto Nacional de Estadística (INE) y Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

Tabla XXXV. Resumen del VNR de las UCE de equipos menores de la SE ejemplo

Concepto	Equipo 2
Subtotal módulo de equipo	\$ 35 000,00
Subtotal módulo de instalación	\$ 1 000,00
Gastos financieros (10%)	\$ 3 600,00
Estudios, supervisión e imprevistos (15%)	\$ 5 400,00
Sub total UCE (US\$)	\$ 45 000,00

Fuente: elaboración propia.

Por lo tanto, en concepto de equipos menores, se asignará a la subestación ejemplo la cantidad de US\$ 45 000,00, tal y como se resume en la tabla XXXVI.

Tabla XXXVI. **VNR de los equipos menores de la SE ejemplo**

Equipos menores	UCE	Valor unitario (US\$)	Cantidad	VNR (US\$)
Planta Emergencia - 120/240 V - 150 kVA	Equipo 2	45 000,00	1	\$ 45 000,00
Subtotal equipos menores			1	\$ 45 000,00

Fuente: elaboración propia.

Luego de haber modelado y representado la subestación mediante UCE con su respectivo valor, para obtener el VNR de la instalación únicamente se debe sumar el VNR de cada una de las UCE que la conforman; para el caso de la SE ejemplo, el VNR resultante es de US\$ 2 301 313,13, los cuales están desagregados como se muestra en la tabla XXXVII:

Tabla XXXVII. **Resumen del VNR de la SE ejemplo**

Descripción	UCE	Valor unitario (US\$)	Cantidad	VNR (US\$)
Bahía de línea 69 kV simple barra con interruptor	Bahía 1	362 061,25	2	\$ 724 122,50
Bahía de transformador 69 kV simple barra con interruptor	Bahía 3	374 062,50	1	\$ 374 062,50
Bahía de línea 13,8 kV simple barra con interruptor	Bahía 4	85 448,75	3	\$ 256 346,25
Bahía de transformador 13,8 kV simple barra sin interruptor	Bahía 5	73 166,25	1	\$ 73 166,25
Infraestructura simple barra 69 kV - 4 campos - intemperie	Infraestructura 1	251 350,00	1	\$ 251 350,00
Infraestructura simple barra 13,8 kV - 4 campos - intemperie	Infraestructura 2	110 140,63	1	\$ 110 140,63
Transformador - 69/13,8 kV - 10/14 MVA - 3f - OLTC	Máquina 1	467 125,00	1	\$ 467 125,00
Planta Emergencia - 120/240 V - 150 kVA	Equipo 2	45 000,00	1	\$ 45 000,00
VNR SE ejemplo				\$ 2 301 313,13

Fuente: elaboración propia.

Adicional a este VNR de equipos, obras, materiales e instalaciones, debe considerarse el concepto del terreno para la ubicación de la subestación. Considerando la variabilidad del valor del terreno entre subestación y subestación, este valor deberá ser estimado por cada una de las subestaciones que sean modeladas. En el caso de la subestación ejemplo, se asignará como ejemplo, un valor de US\$ 55 000,00 por el total del terreno de la subestación, por lo cual, el VNR de la subestación incluyendo el terreno será de US\$ 2 356 313,13.

4.4.2. Ejemplo de cálculo del VNR de una línea de transmisión

El cálculo del VNR de una línea de transmisión a través de la metodología de las UCE no difiere en esencia del procedimiento para la valorización de una subestación por este método; de igual forma se selecciona la o las UCE que satisfaga las especificaciones y características de la instalación real y se procede a realizar el cálculo; la condición especial de la utilización de la UCE de líneas de transmisión es que el VNR que la UCE brinda es un valor unitario expresado en dólares de los Estados Unidos de América por kilómetro (US\$/km), por lo cual, para obtener el VNR de la línea, se deberá multiplicar el valor obtenido por medio de la UCE por la longitud de la línea de transmisión mas el costo estimado por servidumbre para la línea de transmisión en cuestión.

En las tablas XXXVIII a la XL, se realizará la valorización de una línea de transmisión con un recorrido en un área urbana, la línea es de tensión 69 kV, tiene un solo circuito con un conductor por fase *ACSR Flint 740 MCM*, un solo hilo de guarda de acero y estará constituida por postes autosoportados de concreto y una longitud de 7,5 km; la UCE que reúne estas características corresponde a la identificada como línea 1, la valorización de la línea antes descrita se presenta en la tabla XXXVIII:

Tabla XXXVIII. Desagregación del VNR de la UCE de línea de transmisión

Módulo 1. Estructuras	Unidad	Costo	Línea 1
			Cantidad
Postes de concreto autoportado para suspensión	US\$/estructura/km	5 000,00	6,50
Postes de concreto autoportado para desvío	US\$/estructura/km	8 000,00	0,90
Postes de concreto autoportado clase para angular	US\$/estructura/km	11 000,00	1,80
Postes de concreto seccionados (resistencia mecánica mayor a C10 000)	US\$/estructura/km	15 000,00	0,10
Postes de metal (resistencia mecánica mayor a C10 000)	US\$/estructura/km	16 000,00	0,10
Concreto para fundiciones	m ³ /km	65,00	15,00
Hierro para fundiciones	kg/km	2,00	100,00
Perfiles de acero	kg/km	3,50	-
Tornillería y accesorios para torre de celosía	US\$/km	500,00	9,20
Subtotal módulo de estructuras			\$ 68 375,00
Módulo 2. Conductores	Unidad	Costo	Línea 1
Conductor ACSR – 477 MCM 26/7 Hawk	US\$/m	7,50	-
Conductor AAAC – 740,8 MCM Flint	US\$/m	9,00	3 060,00
Cable de acero 3/4"	US\$/m	4,00	1 020,00
Cable OPGW 12 fibras	US\$/m	6,00	-
Subtotal módulo de conductores			\$ 31 620,00
Módulo 3. Aislamiento	Unidad	Costo	Línea 1
Aisladores de disco poliméricos para cadena	US\$/U/km	35,00	90,00
Aisladores tipo <i>line post</i>	US\$/U/km	192,00	20,00
Tornillería y varios	US\$/U/km	400,00	1,00
Subtotal módulo de aislamiento			\$ 7 390,00
Módulo 4. Conjuntos de amarre, suspensión y varios	Unidad	Costo	Línea 1
Gancho de bola galvanizado	US\$/U/km	5,10	-
Perno con ojal	US\$/U/km	3,00	-
Socket con ojal	US\$/U/km	3,00	-
Tornillo de máquina	US\$/U/km	3,00	-
Grampa de suspensión conductor de guarda	US\$/U/km	9,00	-
Grampa de tensión conductor de guarda	US\$/U/km	9,00	-
Amortiguador y/o espaciador amortiguador	US\$/U/km	10,00	-
Grampa de suspensión conductor	US\$/U/km	8,00	-
Grampa de tensión conductor	US\$/U/km	8,00	-
Grampa de suspensión conductor (para aislador horizontal)	US\$/U/km	8,00	-
Varillas Puesta a Tierra	US\$/U/km	70,00	-
Cruceta o ménsula de concreto	US\$/U/km	150,00	16,00
Cruceta o ménsula de concreto para hilo de guardia	US\$/U/km	150,00	10,00
Vínculo de concreto	US\$/U/km	100,00	15,00
Gancho de bola galvanizado	US\$/U/km	5,10	30,00
Perno con ojal galvanizado	US\$/U/km	5,00	27,00
Socket con ojal galvanizado	US\$/U/km	5,00	45,00
Tornillo de máquina galvanizado	US\$/U/km	4,00	60,00
Grampa de suspensión hilo de guarda	US\$/U/km	9,00	24,00
Grampa de tensión hilo de guarda	US\$/U/km	9,00	24,00
Amortiguador y/o espaciador amortiguador	US\$/U/km	10,00	24,00
Grampa de suspensión conductor	US\$/U/km	8,00	24,00
Grampa de tensión conductor	US\$/U/km	8,00	24,00
Grampa de suspensión conductor (para aislador horizontal)	US\$/U/km	8,00	5,00

Continuación tabla XXXVIII.

Varilla para puesta a tierra	US\$/U/km	70,00	24,00
Conector para varilla de puesta a tierra	US\$/U/km	4,00	58,00
Conductor conexión de puesta a tierra	US\$/m	12,00	100,00
Sistema de tierras	US\$/U	1 300,00	8,00
Subtotal módulo de conjuntos de amarre, suspensión y varios			\$ 20 761,00
Módulo 5. Montaje de estructuras	Unidad	Costo	Línea 1 Cantidad
Preparación del terreno para instalación de estructura	US\$/estructura/km	400,00	9,20
Excavaciones de suelo	US\$/estructura/km	200,00	9,20
Elaboración de cimentaciones de concreto para estructuras	US\$/estructura/km	500,00	9,20
Izado de postes	US\$/estructura/km	200,00	9,20
Armado de torres de celosía	US\$/estructura/km	500,00	9,20
Vestido de postes (instalación de aisladores y conjuntos de amarre y suspensión)	US\$/estructura/km	300,00	9,20
Vestido de torres de celosía (instalación de aisladores y conjuntos de amarre y suspensión)	US\$/estructura/km	300,00	9,20
Tendido de conductores	US\$/km	1 945,00	1,00
Tendido de cable de guarda	US\$/km	1 700,00	1,00
Instalación de sistema de tierras	US\$/estructura/km	1 000,00	9,20
Limpieza de franja de servidumbre	US\$/km	500,00	-
Actividades varias	US\$/km	2 000,00	1,00
Maquinaria	US\$/km	4 000,00	1,00
Personal	US\$/km	6 000,00	1,00
Subtotal módulo de montaje de estructuras			\$ 46 925,00

Fuente: Cámara de la Construcción de Guatemala (CCG), Comisión Federal de Electricidad (CFE), Instituto Nacional de Estadística (INE) y Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

El costo de la línea anterior equivale a 218 838,75 US\$/km, el cual está dado en Dólares de los Estados Unidos de América por kilómetro, el mismo se desagrega como se muestra en la tabla XXXIX:

Tabla XXXIX. Resumen del VNR de la UCE de línea de transmisión

Concepto	Línea 1
Subtotal módulo de estructuras	\$ 68 375,00
Subtotal módulo de conductores	\$ 31 620,00
Subtotal módulo de aislamiento	\$ 7 390,00
Subtotal módulo de conjuntos de amarre, suspensión y varios	\$ 20 761,00
Subtotal módulo de montaje de estructuras	\$ 46 925,00

Continuación tabla XXXIX.

Gastos financieros (10%)	\$	17 507,10
Estudios, supervisión e imprevistos (15%)	\$	26 260,65
Sub total UCE (US\$)	\$	218 838,75

Fuente: elaboración propia.

Considerando que la longitud de la línea es 7,5 km, el VNR de la línea se obtendrá al multiplicar el costo unitario por kilómetro por la longitud de la línea, por lo tanto, el VNR resultante es de US\$ 1 641 290, 63. Dicho valor se resume de la siguiente forma (ver tabla XL):

Tabla XL. **VNR de la UCE de línea de transmisión**

Líneas de transmisión	UCE	Valor unitario (US\$/km)	Longitud (km)	VNR (US\$)
Línea 69 kV - AAAC FLINT 740 MCM - 1c/f - circuito simple - urbana	Línea 1	218 838,75	7,5	\$ 1 641 290,63
Subtotal líneas de transmisión			7.5	\$ 1 641 290,63

Fuente: elaboración propia.

Por último, al igual que el terreno de una subestación, el valor de la servidumbre de una línea de transmisión es un concepto que varía entre línea y línea por diferentes factores, y depende mucho del trazo por el cual atraviesa la línea de transmisión. En este caso se considerará un valor de servidumbre por kilómetro lineal de US\$ 10 000,00. Tal y como se realizó con el terreno de la subestación ejemplo, se asignará como ejemplo este valor por concepto de servidumbre de paso de la línea de transmisión, con el único objetivo de ilustrar la obtención y cálculo del VNR de la línea. Dado que es un valor expresado en US\$/km, al realizar la multiplicación de la longitud de la línea por el valor de la servidumbre se obtiene un total de US\$ 75 000,00, dicho valor debe ser

adicionado al valor de VNR de las instalaciones, obras y equipos obtenido anteriormente, por lo cual, el VNR de la línea de transmisión con el valor por servidumbre incluido equivale a US\$ 1 716 290,63.

4.5. Cálculo del Peaje.

Como se indicó en el apartado 4.1.4., el Peaje de transmisión está compuesto por tres elementos: la anualidad de la inversión, la reposición de los activos y los costos de administración, operación y mantenimiento; con estos conceptos en conjunto, y a partir del VNR, se calculará el Peaje de transmisión que se pagará a la empresa transportista por la instalación. Considerando que la forma de cálculo de cada uno de ellos es diferente, se explicarán por separado para luego realizar el cálculo del Peaje de transmisión.

4.5.1. Anualidad de la inversión

La anualidad de la inversión consiste en el ingreso que la empresa transportista percibe por el capital invertido en la construcción de las instalaciones de transmisión, la misma consiste en una serie de pagos iguales y equidistantes en el tiempo que se calculan a través del Factor de Recuperación de Capital (FRC) y la reposición de los activos.

El Factor de Recuperación de Capital es el coeficiente, por el cual se multiplica el VNR de las instalaciones, este factor engloba la remuneración por el capital invertido en las instalaciones y la cuota de amortización requerida para reponer la instalación al final de su vida útil; estos pagos consisten en la ganancia que el transportista recibe por participar en la actividad de transmisión de energía eléctrica; dado que esta actividad es regulada, de acuerdo a lo indicado en la Resolución CNEE-4-2008 publicada en el Diario de

Centroamérica el 18 de enero de 2008, la anualidad del VNR se calcula mediante una tasa de remuneración sin impuestos equivalente a 7%.

Para calcular el FRC es necesario calcular primero, la tasa de remuneración con impuestos; de acuerdo a la tasa fijada por la CNEE, dicha tasa se calcula en base a la siguiente fórmula:

$$TR = \frac{Tr}{1 - ISR} \quad (\text{ec. 4.1})$$

Donde:

TR = tasa de remuneración con impuestos

Tr = tasa de remuneración sin impuestos equivalente a 7%

ISR = impuesto sobre la renta, equivalente a 31%

Dado que todas las cantidades son conocidas, es posible calcular tasa de remuneración con impuestos por medio de la ecuación 4.1., la cual equivale a 10,1449275% y resulta de la siguiente operación.

$$TR = \frac{0,07}{1 - 0,31} = 0,101449275$$

Luego de haber obteniendo la tasa de remuneración con impuestos -TR-, dado que la LGE establece la vida útil de las instalaciones en 30 años, es posible calcular el Factor de Recuperación de Capital (FRC) que formará parte del cálculo del Peaje mediante la fórmula de cálculo del FRC, tal y como se indica en la ecuación 4.2:

$$FRC = \frac{TR * (1 + TR)^{T_0}}{(1 + TR)^{T_0} - 1} \quad (\text{ec. 4.2})$$

Donde:

FRC = factor de recuperación de capital

TR = tasa de remuneración con impuestos equivalente a 10,144927%

T_o = vida útil de las instalaciones en años, equivalente a 30 años

Por lo cual, al aplicar la ecuación 4.2, el FRC equivale a 10,7363843%.

$$FRC = \frac{0,101449275 * (1 + 0,101449275)^{30}}{(1 + 0,101449275)^{30} - 1} = 0,107363843$$

Luego de haber realizado el cálculo del FRC, es posible calcular la anualidad de la inversión. Para realizar este cálculo, se procede multiplicando el VNR por el FRC obtenido, tal y como se muestra en la ecuación 4.3.

$$\text{anualidad de la inversión} = \text{VNR} * \text{FRC} \quad (\text{ec. 4.3})$$

4.5.2. Reposición de activos

Los pagos que recibirá el transportista por concepto de reposición de los activos se calculan mediante la Tasa de Amortización -Ta-, la tasa consiste en el coeficiente que multiplica el VNR para obtener los pagos que debe recibir el transportista para reponer las instalaciones al final de su vida útil, esto es la reposición de los activos. De acuerdo al Artículo 67 de la LGE y Artículo 55 del RLGE, la vida útil de las instalaciones de transmisión que se utilizará para el cálculo de la Ta, es de 30 años. La Tasa de Amortización se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$Ta = \frac{TR}{(1 + TR)^{T_o} - 1} \quad (\text{ec. 4.4})$$

Donde:

T_a = tasa de amortización

TR = tasa de remuneración con impuestos equivalente a 10,1449275%

T_o = vida útil de las instalaciones en años, equivalente a 30 años

De igual forma, dado que se conocen todas las cantidades, es posible calcular la tasa de amortización a través de la ecuación 4.4., la cual equivale a 0,5914568%.

$$T_a = \frac{0,101449275}{(1 + 0,101449275)^{30} - 1} = 0,005914568$$

4.5.3. Costos de administración, operación y mantenimiento

El Reglamento de la Ley General de Electricidad establece que los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOyM) serán como máximo el 3% del Valor Nuevo de Reemplazo de instalaciones óptimamente dimensionadas; asimismo, da la potestad a la CNEE de modificar este valor de acuerdo a estudios técnicos. Derivado que a la fecha no se ha realizado modificación alguna a este porcentaje, para calcular los gastos anuales de AOyM consistentes en el 3% del VNR mas el valor de terreno o servidumbre, se utilizará la ecuación 4.5.

$$AOyM = 0,03 * (VNR + terrenos/servidumbre) \quad (ec. 4.5)$$

4.5.4. Peaje de transmisión

El Peaje o Costo Anual de Transmisión (CAT), es la remuneración máxima y regulada que la empresa transportista recibirá por el uso de sus instalaciones de transmisión y transformación de energía, está compuesto por la anualidad de la inversión de las instalaciones, los terrenos y servidumbre, la reposición de los activos y los gastos anuales de AOyM de la siguiente forma:

$$\text{Peaje} = \text{FRC} * \text{VNR} + \text{TR} * \text{terreno/servidumbre} + (\text{VNR} + \text{terrenos/servidumbre}) * 0,03 \quad (\text{ec. 4.6})$$

Donde:

Peaje = Peaje de transmisión de energía eléctrica

VNR = Valor Nuevo de Reemplazo

FRC = factor de recuperación de capital, equivalente a 10,73638%

TR = tasa de remuneración con impuestos equivalente a 10,14492%

terreno/servidumbre = costo asignado a la instalación por concepto de terreno o servidumbre

En el caso especial de los terrenos y servidumbres, dado que estos no sufren depreciación en el tiempo, la anualidad de la inversión se calcula utilizando únicamente la tasa de remuneración con impuestos, mas no así la cuota de amortización para la reposición de los mismos al final de los 30 años de vida útil que indica la normativa.

4.6. Cálculo del Peaje de una instalación

Luego de haber desarrollado lo referente a la valorización de las instalaciones y la obtención de las instalaciones utilizadas como ejemplo, con la aplicación de los factores descritos en el apartado de las componentes del Peaje, es posible realizar el cálculo de Peaje por las instalaciones:

4.6.1. Cálculo del Peaje de la subestación ejemplo

El cálculo del Peaje de una instalación de transmisión de energía eléctrica consiste en la aplicación de los factores antes descritos al VNR y el valor de los terrenos o servidumbres de las instalaciones para obtener la remuneración anual que una empresa transportista obtendrá por la prestación del servicio. En resumen, el cálculo de Peaje se realiza aplicando la ecuación 4.6 descrita anteriormente. Para realizar la ejemplificación de la obtención del Peaje de una instalación a partir de la metodología de las UCE, se utilizará el VNR de la subestación ejemplo y de la línea de transmisión obtenidos en los apartados anteriores.

Para el caso de la subestación ejemplo, a partir de las UCE se obtuvo un VNR equivalente a US\$ 2 301 313,13 y se asignó un valor de terreno de US\$ 55 000,00, lo que en total asciende a US\$ 2 356 313,13; para obtener el Peaje de transmisión, se aplica la ecuación 4.6 de la siguiente forma:

$$\text{Peaje} = \text{FRC} * \text{VNR} + \text{TR} * \text{terreno} + (\text{VNR} + \text{terrenos}) * 0,03 \quad (\text{ec. 4.6})$$

Sustituyendo los valores de la ecuación

$$\begin{aligned} \text{Peaje} = & 0,1073 * 2\,301\,313,13 + 0,1014 * 55\,000,00 + (2\,356\,313,00 \\ & + 55\,000,00) * 0,03 \end{aligned}$$

$$\text{Peaje} = 323\,427,42$$

El valor anterior se encuentra compuesto de la siguiente forma (ver tabla XLI):

Tabla XLI. **Composición del Peaje de la subestación ejemplo**

Composición del Peaje (US\$)		
FRC * VNR	TR * terreno	(VNR + terreno) * 0,03
247 161,03	5 577,00	70 689,39

Fuente: elaboración propia.

Por lo cual, el Peaje de transmisión por la subestación ejemplo equivale a US\$/año 323 427,42.

4.6.2. Cálculo de Peaje de la línea ejemplo

Para el caso de la línea de transmisión el Peaje se obtiene de forma análoga, a partir de las UCE se obtuvo un VNR equivalente a US\$ 1 641 290,63 y se le asignó un valor por concepto de servidumbre de US\$ 75 000,00, lo que en total asciende a US\$ 1 716 290,63; de igual forma que la subestación, el Peaje se obtiene al aplicar la ecuación 4.6 de la siguiente forma:

$$\text{Peaje} = \text{FRC} * \text{VNR} + \text{TR} * \text{servidumbre} + (\text{VNR} + \text{servidumbre}) * 0,03 \quad (\text{ec. 4.6})$$

Al sustituir los valores, la ecuación queda de la siguiente forma:

$$\text{Peaje} = 0,1073 * 1\,641\,290,63 + 0,1014 * 75\,000,00 + (1\,641\,290,63 + 75\,000,00) * 0,03$$

$$\text{Peaje} = 235\,368,33$$

El valor anterior se encuentra compuesto de la siguiente forma (ver tabla XLII):

Tabla XLII. **Composición del Peaje de la línea ejemplo**

Composición del Peaje (US\$)		
FRC * VNR	TR * servidumbre	(VNR + servidumbre) * 0,03
176 274,61	7 605,00	51 488,72

Fuente: elaboración propia.

Por lo tanto, el Peaje por la línea de transmisión equivale a US\$/año 235 368,33.

Es de esta forma que se ha calculado el Peaje de transmisión de energía eléctrica por las instalaciones utilizadas de ejemplo. Este mismo procedimiento deberá ser utilizado para cada una de las instalaciones que componen una red de transporte y así obtener el Valor Nuevo de Reemplazo de toda la red.

4.7. Actualización del Peaje

El proceso de actualización del Peaje tiene por objeto obtener a la fecha actual la equivalencia del Peaje fijado en un período de tiempo pasado en función de la inflación, depreciación o costo actual de la actividad; en otras palabras, es un método que se emplea para transformar un valor de Peaje pasado en su valor actual equivalente y de acuerdo a las condiciones económicas actuales.

La actualización del Peaje consiste en obtener la remuneración a la fecha actual, esto derivado a que la tasa de remuneración es una tasa fija que no se encuentra indexada ni afecta a actualización alguna, esta situación implica que la remuneración que recibirá la empresa transportista no variará con el tiempo ni en función de los parámetros económicos como la inflación o aumento de costos de equipos, materiales o actividades relacionadas a la actividad; en consecuencia, obteniendo una remuneración menor a la que inicialmente fue fijada; es esta aseveración la que obliga a tener un método para actualizar el Peaje de transmisión.

Una de las formas más comunes para actualizar el Peaje es a través de índices estadísticos que reflejen el comportamiento de la economía, ya sea internacional, como el Índice de Precios del Consumidor de los Estados Unidos de América como referencia, o bien el Índice de Precios del Consumidor (IPC) publicado por el Instituto Nacional de Estadística (INE) de Guatemala, por citar algunos ejemplos.

De acuerdo a la legislación actual, la CNEE deberá definir y fijar la fórmula de ajuste automático del para el Peaje del Sistema Principal en la primera quincena de enero. Actualmente, según lo indicado en la Resoluciones CNEE-1-2011 y CNEE-2-2011, publicadas por la CNEE en el Diario de Centroamérica el 13 de enero de 2011, el Peaje de transmisión en Guatemala es actualizado a través del índice específico para la actividad de transmisión de energía eléctrica denominado *Producer Price Index de Industry / Product: Electric bulk power transmission and control, Serie Id: PCU221121221121* publicado por el U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics. La actualización es realizada mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Peaje}_{2012} = \text{Peaje}_{2011} * \left(\frac{\text{PPI}_{2011}}{\text{PPI}_0} \right) \quad (\text{ec. 4.7})$$

Donde:

Peaje_{2012} = Peaje del Sistema de Transmisión correspondiente, actualizado en la primera quincena de enero del dos mil doce.

Peaje_{2011} = Peaje del Sistema de Transmisión correspondiente.

PPI_0 = Índice de Precios al Productor *Electric bulk power transmission and control*, Serie Id: PCU221121221121 de los Estados Unidos de América, publicado por el U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics en la primera quincena de enero de dos mil once, para el mes de noviembre de dos mil diez, equivalente a 118,2.

PPI_{2011} = Índice de Precios al Productor *Electric bulk power transmission and control*, Serie Id: PCU221121221121 de los Estados Unidos de América, publicado por el U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics en la primera quincena de enero de dos mil doce, para el mes de noviembre de dos mil once.

Para realizar la actualización del Peaje es posible diseñar y aplicar diferentes métodos y procedimientos, los cuales pueden valerse de un solo índice general para la actividad, tal y como lo ha aplicado la CNEE o una combinación de índices específicos que en conjunto actualicen cada componente del Peaje. Sea cual sea la metodología seleccionada, como premisa principal para realizar la actualización, se debe considerar la estabilidad del Peaje en el tiempo, evitando incrementos o disminuciones abruptas que repercutan directamente a los usuarios con pagos de Peajes excesivos y rentas que excedan los ingresos permitidos a las empresas transportistas así como

Peajes con valores bajos que no permitan a la empresa transportista recibir los ingresos que le permitan cubrir sus COyM, recibir ganancias por su inversión y no la incentiven a realizar inversiones futuras.

CONCLUSIONES

1. La nueva conceptualización del mercado eléctrico guatemalteco, como un mercado de competencia, las características económicas de monopolio natural con economía de escala y las características técnicas de especialización de los equipos, han creado en la necesidad de regulación de la actividad de transmisión de energía eléctrica, y con ésta, la regulación de los Peajes de transmisión de energía eléctrica.
2. La metodología utilizada para el cálculo del Peaje debe estar basada en cuatro aspectos fundamentales: eficiencia, sostenibilidad a largo plazo, incentivar nuevas inversiones y estabilidad en el tiempo.
3. La metodología de Unidades de Construcción Estándar, constituye una herramienta, principalmente de uso regulatorio destinada a la fijación de tarifas reguladas de los sistemas de transmisión, este hecho no limita la posibilidad de que la misma sea utilizada para la proyección de costos y valores de instalaciones de transmisión.
4. La metodología de Unidades de Construcción Estándar es una herramienta de valorización de redes de transmisión de energía que presenta una ventaja y facilidad en cuanto a posibles o futuros cambios de diseño de las instalaciones derivados de nuevas tendencias o tecnologías.

5. El método del Valor Nuevo de Reemplazo constituye una herramienta para la obtención del costo de renovación de instalaciones por otras, con la tecnología actual, acorde a precios actuales e instalaciones eficientes en cuanto a costo, operación y estándares de calidad.
6. La Metodología del Valor Nuevo de Reemplazo debe brindar un valor representativo de las instalaciones de acuerdo a las características propias de las instalaciones reales con base a costos eficientes; evitando en todo momento convertirse en una auditoría de las instalaciones.
7. La contribución principal del presente trabajo de graduación ha sido la propuesta de una metodología basada en un marco económico, técnico y legal para la obtención de unidades eficientes y económicamente adaptadas para la representación de instalaciones de transmisión de energía eléctrica, su valorización y posterior cálculo del Peajes de transmisión de energía eléctrica.

RECOMENDACIONES

1. Dada la información que requiere la metodología de Unidades de Construcción Estándar, se hace necesaria la conformación y uso de una base de datos histórica que contenga el valor y costos de las instalaciones de transmisión de energía eléctrica.
2. Deberán diseñarse mecanismos para la obtención de costos de construcción de instalaciones y administración, operación y mantenimiento, derivados única y exclusivamente de la prestación del servicio de transporte de energía.
3. Debe ser mantenida y actualizada una lista de las instalaciones existentes para las cuales se desea representar mediante el diseño de las Unidades de Construcción Estándar, con el fin de constituir la base a partir de la cual serán diseñadas las Unidades de Construcción Estándar.
4. La base de datos de instalaciones debe ser actualizada mediante la definición de la información a recibir, así como, el formato y ordenamiento que se le dé a la misma, diseñando mecanismos de verificación y auditoría a las instalaciones ya construidas y a las instalaciones que se adicionen al sistema.
5. Paralelo a la metodología de Unidades de Construcción Estándar, deberá desarrollarse y definir una metodología que establezca los criterios para el tratamiento del tema de los terrenos de las subestaciones y las servidumbres de paso por las líneas de transmisión.

BIBLIOGRAFÍA

1. Administrador del Mercado Mayorista. *Norma de Coordinación Comercial No. 9, Asignación y liquidación del peaje en los sistemas de transporte principal y secundarios y cargos por el uso del primer sistema de transporte regional: Resolución 157-06 Ampliado mediante Resolución 993-1 del Administrador del Mercado Mayorista*. Guatemala: AMM, 2012. 9 p.
2. _____. *Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, Acuerdo Gubernativo 299-98 del 25 de mayo de 1998. Diario de Centro América 1 de junio de 1998, reformado mediante Acuerdo Gubernativo No. 69-2007. 5 de marzo de 2007 Diario de Centro América*. Guatemala: AMM, 2007. 55 p.
3. Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL). *Segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão de energia elétrica do Brasil*. Brasil Superintendência de Regulação Econômica, Nota Técnica nº 371/2008-SRE/ANEEL, 2008, 48 p.
4. BONIFAZ, José Luis; RODRÍGUEZ, Martín. *Distribución eléctrica en el Perú, regulación y eficiencia*. Perú; Centro de Investigación de la Universidad del Pacífico, 2001. 164 p.
5. BRAVO ORELLANA, Sergio. *La Tasa Interna de Retorno tarifaria y el Valor Nuevo de Reemplazo*, Curso Economía II. Perú: Escuela Superior de Administración de Negocios, 2010. 10 p.

6. Cámara Guatemalteca de la Construcción. *Precios de mano de obra pagados a destajo en la construcción para la ciudad de Guatemala 2010* [en línea]. Guatemala 2010, <http://www.construguate.com>. [Consulta: noviembre de 2010].
7. _____. *Revista de publicación trimestral* [en línea]. Guatemala 2010, <http://construguate.com/nuevo/index.php/publicaciones/revista-construccion>, trimestre julio – septiembre 2010. [Consulta: noviembre de 2010].
8. CATALÁN REYES, Juan. *Reclutamiento, selección, contratación, inducción y capacitación de personal, en la Comisión Nacional de Energía Eléctrica CNEE*. Trabajo de graduación de Ing. Industrial. Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala, 2009. 203 p.
9. Comisión Federal de Electrificación (CFE), *Publicación de costos* [en línea], México 2010. http://www.cfe.gob.mx/negocio/informacion_cliente_negocio/Paginas/Precio_por_obra_solicitada.aspx. [Consulta: noviembre de 2010].
10. Cooper Power Systems. *Catálogo de productos* [en línea]. Estados Unidos de América 2012, <http://www.cooperindustries.com>. [Consulta: enero de 2011].
11. Electrical System. *Catálogo de productos* [en línea], España, 2011. <http://www.inael.com>. [Consulta: julio de 2011].

12. ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto, *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*, 2a ed. México: Limusa, 2002. 626 p. ISBN: 9789681862220.
13. FIERRO, Adolfo; VARGAS, Gabriela. *Licitaciones en transmisión troncal... ¿eficiencia económica?*. Informe final trabajo de investigación de mercados eléctricos. Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica. 2006. 40 p.
14. GARCÍA RENDÓN, Jhon; PÉREZ BOTERO, Simón. *Regulación y desintegración vertical: algunas consideraciones para el sector eléctrico colombiano*. Colombia: Ecos de Economía No. 20. Medellín, 2005. 156 p.
15. Grupo Arruti. *Catálogo de productos Industrias Arruti* [en línea]. España 2011. <http://www.grupoarruti.com>. [Consulta: julio de 2011].
16. Guatemala. Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE). *Acuerdo No. CNEE-94-2008, bases y documentos de cotización pública internacional: contratación de una empresa consultora especializada para desarrollar el estudio del cálculo del peaje del sistema de transmisión de energía eléctrica de Guatemala*, NOG 598615. [en línea] www.guatecompras.gt. Guatemala. [Consulta: 15 de julio de 2011].

17. _____. *Ley General de Electricidad*, Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala del 13 de noviembre de 1996. Diario de Centro América, 21 de Noviembre de 1996. Guatemala. 35 p.
18. _____. *Reglamento de la Ley General de Electricidad: Acuerdo Gubernativo 256-97 del 21 de marzo de 1997. Diario de Centro América 2 de abril de 1997, reformado mediante Acuerdo Gubernativo No. 68-2007. Diario de Centro América 5 de marzo de 2007.* Guatemala. 64 p.
19. _____. *Resolución CNEE-28-98, Normas de Estudios de Acceso al Sistema de Transporte (NEAST).* Diario de Centro América 25 de noviembre de 1998, Guatemala. 43 p.
20. _____. *Resolución CNEE-33-98, Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte (NTAUCT).* Diario de Centro América 8 de diciembre de 1998, Guatemala. 49 p.
21. _____. *Resolución CNEE-44-99, Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOID).* Diario de Centro América 27 de octubre de 1999, Corregido por fe de erratas Diario de Centro América el 13 de enero de 2000, Guatemala. 49 p.
22. _____. *Resolución CNEE-49-99, Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (NTDOST).* Diario de Centro América 18 de noviembre de 1999, Guatemala. 25 p.

23. _____. *Resolución CNEE-50-99, Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte Y Sanciones (NTCSTS)*. Diario de Centro América 18 de noviembre de 1999, Guatemala. 37 p.
24. _____. *Resolución CNEE-04-2008*, Diario de Centro América el 18 de enero de 2008. 6 p.
25. _____. *Resolución CNEE-28-2009, Normas Técnica para la Expansión del Sistema de Transmisión (NTT)*. Diario de Centro América 4 de febrero de 2009, Guatemala. 12 p.
26. _____. *Resolución CNEE-1-2012*, Diario de Centro América 13 de enero de 2012. Guatemala. 15 p.
27. _____. *Resolución CNEE-2-2012*, Diario de Centro América 13 de enero de 2012. Guatemala. 27 p.
28. IBARBURU, Mario. *El sector eléctrico y la actividad de distribución, Módulo 2 del curso Economía de la Regulación de la Actividad de Distribución para Clientes Regulados*. Uruguay: Facultad de Ciencias Sociales, Universidad de la República, 2009, 104 p.
29. Instituto Nacional de Estadística (INE), *Índice relativo de precios de materiales de construcción seleccionados mano de obra y salarios en la ciudad capital. Correspondiente a diciembre 2009, República de Guatemala. (Base: febrero - julio 1981=100,0) y (Base: junio - noviembre 2009=100,0)*. [en línea] Guatemala 2010, <http://www.ine.gob.gt>. [Consulta: noviembre de 2010].

30. JOSKOW, Paul; SCHMALENSSEE, Richard. *Regulación por incentivos para las empresas de servicios eléctricos* [en línea]. documento de trabajo 174, <http://www.pucp.edu.pe/economia/pdf/DDD174.pdf>. [Consulta: 16 de agosto de 2011].
31. LATRÓNICO, Susana. *Objetivos de la regulación y marco institucional, Módulo 3 del curso Economía de la Regulación de la Actividad de Distribución para Clientes Regulados*. Uruguay: Comisión de Integración Energética Regional, 2009. 67 p.
32. PEREYRA, Andrés; TRIUNFO, Patricia. *Economía de la regulación, Módulo 1 del curso Economía de la Regulación de la Actividad de Distribución para Clientes Regulados*. Uruguay: Facultad de Ciencias Sociales, Universidad de la República, 2009, 93 p.
33. SANTIZO PACHECO, Miguel. *Métodos de asignación de costos del sistema de transporte*, Trabajo de graduación de Ing. Eléctrica. Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala, 2003. 112 p.
34. TERRAZAS YALLE, Félix, *Subestaciones Eléctricas* [en línea], Publicaciones de estudiantes, publicación ID: UB2383SEE5867, *Atlantic International University*, Estados Unidos de América, 2012, <http://www.aiu.edu/publications/student/spanish/SUBESTACIONES-ELECTRICAS.html>, [Consulta: 12 abril de 2012].