



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

**ESTUDIO SOBRE LA FACTIBILIDAD DE LA INSTALACIÓN DE  
COMPENSADORES ESTÁTICOS DE VARES (CEV'S) DENTRO DE LAS  
OBRAS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN (PET)**

**José Emilio Zambrano Quinteros**

Asesorado por el Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira

Guatemala, octubre de 2012

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO SOBRE LA FACTIBILIDAD DE LA INSTALACIÓN DE  
COMPENSADORES ESTÁTICOS DE VARES (CEV'S) DENTRO DE LAS  
OBRAS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN (PET)**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**JOSÉ EMILIO ZAMBRANO QUINTEROS**

ASESORADO POR EL ING. FERNANDO ALFREDO MOSCOSO LIRA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2012

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NOMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Murphy Olympo 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 Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
EXAMINADOR	Ing. Julio Rolando Barrios Archila
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:

### ESTUDIO SOBRE LA FACTIBILIDAD DE LA INSTALACIÓN DE COMPENSADORES ESTÁTICOS DE VARES (CEV'S) DENTRO DE LAS OBRAS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN (PET)

Tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Ingeniería de Mecánica Eléctrica, con fecha noviembre de 2011.

  
José Emilio Zambrano Quinteros

Guatemala, 15 de junio de 2012

Ingeniero  
Francisco Javier González Lopéz  
Coordinador Área Potencia  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero González:

Por este medio tengo a bien informarle que he realizado la revisión técnica del Trabajo de Graduación titulado **"ESTUDIO SOBRE LA FACTIBILIDAD DE LA INSTALACIÓN DE COMPENSADORES ESTÁTICOS DE VARES (CEV'S) DENTRO DE LAS OBRAS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN (PET)"** elaborado por el estudiante José Emilio Zambrano Quinteros carnet número 2006-14805, por lo cual considero que el trabajo de graduación cumple con el alcance y los objetivos definidos para su desarrollo, sometiendo a su consideración la aprobación del mismo, siendo responsables del contenido técnico el estudiante y el suscrito, en calidad de asesor.

Sin otro particular,

Atentamente,



Fernando Alfredo Moscoso Lira  
Ingeniero Mecánico Electricista  
Colegiado No. 6386

Fernando Alfredo Moscoso Lira  
Ingeniero Mecánico Electricista  
Colegiado No. 6386



Ref. EIME 37.2012  
Guatemala, 13 de AGOSTO 2012.

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:  
"ESTUDIO SOBRE LA FACTIBILIDAD DE LA INSTALACIÓN  
DE COMPENSADORES ESTÁTICOS DE VARES – CEV'S –  
DENTRO DE LAS OBRAS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE LA  
TRANSMISIÓN –PET–", del estudiante José Emilio Zambrano  
Quinteros, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,  
D Y ENSEÑADA A TODOS

Ing. Francisco Javier González López  
Coordinador Área Potencia



FJGL/ro



REF. EIME 46.2012.

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; **JOSÉ EMILIO ZAMBRANO QUINTEROS** titulado: "ESTUDIO SOBRE LA FACTIBILIDAD DE LA INSTALACIÓN DE COMPENSADORES ESTÁTICOS DE VARES -CEV'S- DENTRO DE LAS OBRAS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN -PET-", procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



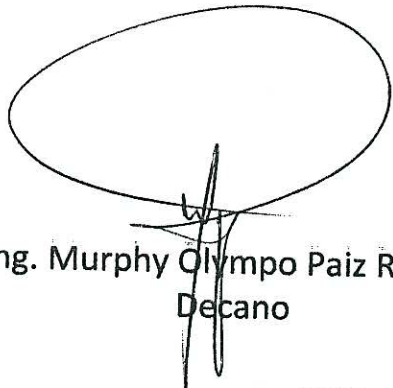
GUATEMALA, 3 DE SEPTIEMBRE 2012.



DTG. 487.2012

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: **ESTUDIO SOBRE LA FACTIBILIDAD DE LA INSTALACIÓN DE COMPENSADORES ESTÁTICOS DE VARES (CEV'S) DENTRO DE LAS OBRAS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN (PET)**, presentado por el estudiante universitario José Emilio Zambrano Quinteros, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

  
Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos  
Decano

Guatemala, 6 de octubre de 2012.



/gdech



## **ACTO QUE DEDICO A:**

- Dios** Por darme la vida y la oportunidad de seguir adelante con mis propósitos y sueños.
- Mis padres** Mis padres, gracias por el apoyo brindado durante tanto tiempo, gracias por el gran ejemplo que han sido en mi vida, mis hermanos por darme cariño y hacerme sentir en casa.
- Mis hermanos** Por la ayuda que me brindaron de una u otra forma para lograr esta meta. Deseo que este acto sea una muestra de que con esfuerzo, trabajo y la ayuda de Dios, los objetivos pueden cumplirse.
- Una persona especial** Judith Orellana, por el apoyo y por demostrarme cada día de mi vida tu amor.

## **AGRADECIMIENTOS A:**

- Mis padres** Byron Horacio Zambrano Prem y Telma Marina Quinteros Valenzuela, por darme su apoyo incondicional, enseñarme valores que siempre me servirán y por sobre todo su amor.
- Mi familia** Mis hermanos Byron José y Thelma Nathaly, por darme cariño y hacerme sentir en casa. Mis abuelitos por darme cariño cuando lo necesité.
- Mi novia** Judith Orellana, por apoyarme en cada uno de esos momentos, por caminar juntos este largo viaje. Gracias.
- Mi asesor** Por las enseñanzas, consejos y apoyo que me brindo en la elaboración de este trabajo de graduación y por cada uno de los trabajos que me ha guiado y orientado.
- Mis amigos** Por brindarme el apoyo cuando lo necesitaba y no esperar algo a cambio, por todos estos años de verdadera amistad.
- Gloria García** Gracias por el apoyo que me ha brindado en esta última etapa.

**Facultad de  
Ingeniería**

Por brindarme la oportunidad de estudiar una carrera universitaria dentro de sus aulas.

**La Comisión  
Nacional de Energía  
Eléctrica**

Gracias por permitirme ingresar al campo profesional, ejercer mi carrera y por ser ese instrumento de aprendizaje constante.

## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES .....	V
LISTA DE SÍMBOLOS .....	XI
GLOSARIO .....	XIII
RESUMEN .....	XVII
OBJETIVOS .....	XIX
INTRODUCCIÓN .....	XXI
1. LOS SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	1
1.1. Evolución de los sistemas eléctricos .....	1
1.1.1. La producción .....	3
1.1.1.1. Plantas hidroeléctricas .....	4
1.1.1.2. Plantas térmicas .....	5
1.1.2. La demanda de energía eléctrica .....	6
1.1.3. Sistema de transporte .....	6
1.2. Planificación del sector eléctrico .....	9
1.2.1. El crecimiento del sector eléctrico .....	12
1.2.1.1. Demanda .....	12
1.2.1.2. Generación .....	16
1.2.1.3. Indicadores para el subsector eléctrico .....	20
1.2.2. Programación de expansión del transporte a largo plazo .....	24
1.2.3. Representación de la demanda .....	26
1.2.3.1. Conceptos básicos .....	26
1.2.4. Curva de carga reactiva .....	35

1.2.5.	Caracterización de la demanda.....	37
1.2.5.1.	Factores económicos .....	39
1.2.5.2.	Factores temporales.....	39
1.2.5.3.	Factores climáticos.....	40
1.2.5.4.	Disturbios aleatorios.....	40
1.3.	Planes de expansión .....	41
1.3.1.	PET-2008-2018 .....	41
1.3.2.	PET-2012-2021 .....	43
2.	ANÁLISIS DE ESTADO ESTABLE.....	51
2.1.	Teoría de cálculos de flujo de potencia.....	51
2.1.1.	Modelo de la admitancia e impedancia de red .....	55
2.1.2.	Modelo del flujo de potencia .....	55
2.1.3.	Modelo matemático ecuaciones de flujo de potencia .....	58
2.1.3.1.	Características de las ecuaciones del modelo de flujo de potencia.....	61
2.1.3.2.	Clasificación de las variables del sistema.....	63
2.1.3.3.	Variables de disturbio .....	63
2.1.3.4.	Variables de control y variables de estado .....	64
2.2.	Algoritmo para la solución de las ecuaciones del modelo de flujo de potencia .....	65
2.2.1.	Consideraciones de los pasos para el cálculo de flujo de potencia.....	65
2.2.2.	Especificaciones modificadas para la solución del problema de flujo de potencia .....	66
2.2.2.1.	Barras de carga.....	67

	2.2.2.2.	Barras de voltaje controlado .....	68
	2.2.2.3.	Barra de compensación .....	68
	2.2.3.	Método de Newton Raphson .....	69
	2.2.3.1.	Aplicación del método de Newton Raphson .....	75
2.3.		Fallas en líneas de transmisión .....	75
	2.3.1.	Falla de una fase a tierra (monofásica) .....	76
	2.3.2.	Falla entre dos fases (bifásica) .....	76
	2.3.3.	Dos fases a tierra (bifásica a tierra) .....	77
	2.3.4.	Tres fases (trifásica) .....	77
	2.3.5.	Tolerancias de las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS) .....	78
	2.3.5.1.	Tolerancias establecidas en las NTCSTS .....	79
	2.3.5.2.	Máximo de indisponibilidades permitido por las NTCSTS .....	80
2.4.		Contingencias en un sistema eléctrico de potencia .....	82
2.5.		Confiabilidad en un sistema eléctrico de potencia .....	83
2.6.		Márgenes de estabilidad .....	85
	2.6.1.	Márgenes de estabilidad a través de las curvas P-V .....	86
2.7.		Esquemas de compensación de potencia reactiva .....	87
	2.7.1.	Equipos de compensación y sus funciones .....	89
	2.7.2.	Criterios de planificación de reactivos .....	92
2.8.		Principios de operación de los Compensadores Estáticos de Vares (CEV) .....	97
	2.8.1.	Tiristores .....	98

2.8.2.	Aplicación de Compensadores Estáticos de Vares (CEV).....	101
2.8.3.	Tipos de CEV.....	103
2.8.4.	Características de estado estable .....	105
2.8.5.	Características en estado estable para control discreto .....	108
2.8.6.	Características del sistema, efecto del CEV en el punto de operación .....	109
2.8.7.	Compensadores Estáticos de Vares (CEV).....	111
3.	REALIZACIÓN DE SIMULACIONES.....	117
3.1.	Simulación de flujo de potencia .....	117
3.2.	Análisis de contingencias .....	126
3.3.	Análisis de confiabilidad .....	130
3.4.	Análisis de los márgenes de estabilidad a través de las curvas P-V.....	135
4.	OTRAS CONSIDERACIONES .....	159
4.1.	Consideraciones económicas de la inversión en redes de transmisión .....	159
4.1.1.	Conceptos básicos de la evaluación económica ...	162
4.1.2.	Beneficios económicos de la instalación de los CEV .....	165
4.1.3.	Aspectos ambientales de los CEV .....	166
	CONCLUSIONES .....	169
	RECOMENDACIONES .....	171
	BIBLIOGRAFÍA.....	173
	APÉNDICE.....	177

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1.	Diagrama simplificado de una central de generación hidráulica.....	4
2.	Sistema existente a 2011.....	8
3.	Evolución de consumo de energía eléctrica 1986-2011.....	13
4.	Evolución del PIB en porcentaje para el período 2001-2011.....	14
5.	Estimación de la evolución de la población para el período 2003 – 2011.....	15
6.	Resumen de la producción de energía para el 2010.....	21
7.	Resumen del consumo, pérdidas y exportaciones de energía para el 2010.....	22
8.	Curva de demanda de un día típico de Guatemala.....	27
9.	Gráfico de duración de la demanda.....	28
10.	Estacionalidad de potencias.....	33
11.	Comportamiento de carga industrial.....	33
12.	Curva de carga de un día típico.....	34
13.	Diagrama de carga típico de un día.....	35
14.	Diagrama de curva de carga reactiva.....	36
15.	Ejemplo de un sistema eléctrico de potencia.....	56
16.	Ejemplo de un sistema de potencia de dos barras con modelo de línea.....	57
17.	Ejemplo de un sistema de potencia de dos barras con modelo de potencia neta.....	58
18.	Ejemplo del funcionamiento normal de un sistema de potencia de 4 barras.....	82



19.	Ejemplo del funcionamiento con una contingencia de línea en un sistema de potencia de 4 barras.....	83
20.	Curvas características P-V .....	86
21.	Estructura básica y símbolo de un tiristor .....	99
22.	Curva característica típica de un tiristor.....	100
23.	Diagrama de bloques del sistema de control del CEV .....	106
24.	Características del CEV en estado estable .....	107
25.	Características del CEV con diferentes referencias de voltaje.....	108
26.	Características del CEV con pasos discretos de susceptancias .....	109
27.	Características del CEV con pasos discretos de susceptancias .....	110
28.	Ejemplo de funcionamiento de un CEV .....	112
29.	Curva característica del CEV .....	113
30.	Circuitos equivalentes de un CEV en sus distintas formas de funcionamiento.....	114
31.	Perfiles de voltaje para demanda mínima época seca en el 2015, en los nodos de 230 kilovoltios (Parte A).....	121
32.	Perfiles de voltaje para demanda mínima época seca en el 2015, en los nodos de 230 kilovoltios (Parte B).....	121
33.	Perfiles de voltaje para demanda mínima época lluviosa en el 2015, en los nodos de 230 kilovoltios (Parte A).....	122
34.	Perfiles de voltaje para demanda mínima época lluviosa en el 2015, en los nodos de 230 kilovoltios (Parte B).....	122
35.	Perfiles de voltaje para demanda máxima época seca en el 2015, en los nodos de 230 kilovoltios (Parte A).....	123
36.	Perfiles de voltaje para demanda máxima época seca en el 2015, en los nodos de 230 kilovoltios (Parte B).....	123
37.	Perfiles de voltaje para demanda máxima época lluviosa en el 2015, en los nodos de 230 kilovoltios (Parte A).....	124

38.	Perfiles de voltaje para demanda máxima época lluviosa en el 2015, en los nodos de 230 kilovoltios (Parte B) .....	124
39.	Comparación de elementos sobrecargados antes y después de instalar el CEV, época seca demanda mínima.....	127
40.	Comparación de elementos sobrecargados antes y después de instalar el CEV, época húmeda demanda mínima .....	128
41.	Comparación de elementos sobrecargados antes y después de instalar el CEV, época seca demanda máxima .....	128
42.	Comparación de elementos sobrecargados antes y después de instalar el CEV, época húmeda demanda máxima.....	129
43.	Comparación de la energía no suministrada a consecuencia de fallas en el sistema antes y después de instalar el CEV, época seca demanda mínima.....	130
44.	Comparación de la energía no suministrada a consecuencia de fallas en el sistema antes y después de instalar el CEV, época húmeda demanda mínima .....	131
45.	Comparación de la energía no suministrada a consecuencia de fallas en el sistema antes y después de instalar el CEV, época seca demanda máxima .....	131
46.	Comparación de la energía no suministrada a consecuencia de fallas en el sistema antes y después de instalar el CEV, época húmeda demanda máxima .....	132
47.	Variación histórica de la BTS en quetzales por kilovatio hora .....	134
48.	Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios antes de la instalación del CEV, época seca demanda mínima.....	139
49.	Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios después de la instalación del CEV, época seca demanda mínima.....	140
50.	Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios antes de la instalación del CEV, época lluviosa demanda mínima .....	140

51.	Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios después de la instalación del CEV, época lluviosa demanda mínima .....	141
52.	Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios antes de la instalación del CEV, época seca demanda máxima .....	142
53.	Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios después de la instalación del CEV, época seca demanda máxima .....	143
54.	Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios antes de la instalación del CEV, época lluviosa demanda máxima .....	144
55.	Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios después de la instalación del CEV, época lluviosa demanda máxima .....	145
56.	Curvas P-V para el nodo Guatemala Sur 230 kilovoltios .....	146
57.	Curvas P-V para el nodo San Juan Ixcoy 230 kilovoltios .....	146
58.	Curvas P-V para el nodo Estor 230 kilovoltios .....	147
59.	Curvas P-V para el nodo La Ruidosa 230 kilovoltios .....	147
60.	Curvas P-V para el nodo San Marcos 2, 230 kilovoltios .....	148
61.	Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios antes de la instalación del CEV, época seca demanda mínima .....	149
62.	Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios después de la instalación del CEV, época seca demanda mínima .....	150
63.	Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios antes de la instalación del CEV, época lluviosa demanda mínima .....	151
64.	Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios después de la instalación del CEV, época lluviosa demanda mínima .....	152
65.	Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios antes de la instalación del CEV, época seca demanda máxima .....	153
66.	Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios después de la instalación del CEV, época seca demanda máxima .....	154
67.	Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios antes de la instalación del CEV, época lluviosa demanda máxima .....	155

68.	Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios antes de la instalación del CEV, época lluviosa demanda máxima.....	156
69.	Subestación de 420 kilovoltios en <i>Sylling</i> Noruega, CEV instalado....	167

## TABLAS

I.	Plantas de generación existentes hasta diciembre de 2010 .....	17
II.	Indicadores generales del subsector eléctrico guatemalteco .....	23
III.	Detalle del consumo interno de energía del 2010 .....	23
IV.	Detalle de las obras del PET 2008-2018 .....	42
V.	Indicadores generales del subsector eléctrico guatemalteco .....	44
VI.	Detalle de las obras del PET 2012-2021 .....	46
VII.	Porcentaje de fallas en líneas de transmisión .....	77
VIII.	Tolerancia admisible respecto del valor nominal, en porcentaje .....	79
IX.	Tolerancia de la tasa de indisponibilidad forzada .....	81
X.	Tolerancia de la tasa de indisponibilidad forzada .....	81
XI.	Diferentes formas de compensación y sus funciones .....	89
XII.	Funciones realizadas con compensación de potencia reactiva .....	90
XIII.	Parámetros para caracterizar las necesidades de los sistemas .....	91
XIV.	Tipos de CEV más comunes .....	104
XV.	Líneas de 230 kilovoltios que fueron simuladas en situación de contingencia .....	126
XVI.	Resumen del estudio de confiabilidad .....	133
XVII.	Inversión de una etapa y su estructura de flujo de fondo .....	163



## LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
$Y_{SH}$	Admitancia en paralelo
$\delta$	Ángulo
$A_d$	Energía a lo largo del día
$A_a$	Energía anual producida
$f_d$	Factor de demanda
$f_r$	Factor de reserva
$f_s$	Factor de simultaneidad
$Z_{SER}$	Impedancia serie
$P_{mx}$	Máxima demanda diaria
$ml$	Metro lineal de construcción o material
$P_{min}$	Mínima demanda diaria
$P_D$	Potencia activa demandada

$P_G$	Potencia activa generada
$P_r$	Potencia de reserva
$P_i$	Potencia instalada
$P_{mxa}$	Potencia máxima anual
$P_{ma}$	Potencia media anual
$S$	Potencia neta aparente
$S_D$	Potencia neta aparente demandada
$S_G$	Potencia neta aparente generada
$Q_D$	Potencia reactiva demandada
$Q_G$	Potencia reactiva generada
$\Sigma$	Sumatoria
$P_m$	Valor medio de la demanda diaria
$V$	Voltaje

## GLOSARIO

<b>Admitancia</b>	Se define como la facilidad que este ofrece al paso de la corriente, es el inverso de la impedancia.
<b>Ánodo</b>	Electrodo por donde entra la corriente eléctrica, es el receptor de las cargas eléctricas negativas (aniones), es el polo positivo de un equipo polarizado.
<b>Cátodo</b>	Electrodo por donde sale la corriente eléctrica o polo negativo; es el electrodo de menor potencial.
<b>Cogeneración</b>	Es un procedimiento por el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil, para algún proceso en específico.
<b>Diodo</b>	Es un componente electrónico de dos terminales que permite la circulación de la corriente eléctrica a través de él en un solo sentido.
<b>Extrapolación</b>	Deducción del valor de una variable en una magnitud a partir de otros valores no incluidos en dicha magnitud.
<b>Generador</b>	Es un dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial entre dos de sus puntos transformando la energía mecánica en eléctrica.



<b>Impedancia</b>	Es la oposición a la corriente (corriente alterna), tiene una componente real y una componente imaginaria. Está definida como la raíz cuadrada de la suma de ambas componentes.
<b>Inductancia</b>	Es la oposición de un elemento conductor (una bobina) a cambios en la corriente que circula a través de ella.
<b>Motor reciprocante</b>	Es aquél que transforma el movimiento rectilíneo del órgano que recibe la energía (pistón) en movimiento de rotación (cigüeñal).
<b>Potencia activa</b>	Representa la capacidad de un circuito para realizar un proceso de transformación de la energía eléctrica en trabajo.
<b>Potencia aparente</b>	Es la suma (vectorial) de la potencia que disipa un circuito y se transforma en calor o trabajo (potencia activa) y la potencia utilizada para la formación de los campos eléctrico y magnético de sus componentes (conocida como potencia reactiva).
<b>Potencia eléctrica</b>	Es la relación de paso de energía de un flujo por unidad de tiempo; es decir, la cantidad de energía entregada o absorbida por un elemento en un tiempo determinado.
<b>Potencia reactiva</b>	Esta potencia la consumen los circuitos de corriente alterna que tienen conectadas cargas reactivas, como pueden ser motores, transformadores de voltaje y cualquier otro dispositivo similar que posea bobinas.

<b>Reactancia</b>	Es la oposición ofrecida al paso de la corriente alterna por inductores (bobinas) y condensadores y se mide en Ohmios.
<b>Sistema trifásico</b>	Es un sistema de energía eléctrica, formado por tres corrientes alternas monofásicas de igual frecuencia y amplitud que presentan una cierta diferencia de fase entre ellas, en torno a 120°.
<b>Susceptancia</b>	Parte imaginaria de una admitancia compleja. La unidad de susceptancia eléctrica en el Sistema Internacional de Unidades es el <i>siemens</i> .



## RESUMEN

Por medio del presente trabajo de investigación se muestra la factibilidad de incluir Compensadores Estáticos de Vares (CEV) en las obras del Plan de Expansión del Sistema de Transporte, de los cuales uno de ellos ya se encuentra en construcción, mientras que el segundo se encuentra ya planificado y aprobado por el Ministerio de Energía y Minas (MEM).

El propósito del CEV, es mantener un perfil adecuado de tensión en el sistema eléctrico, expandir los límites de estabilidad o bien como una alternativa para ampliar la capacidad de transmisión o inclusive mejorar la confiabilidad del sistema. La evaluación y simulación de la integración de los CEV al Sistema Nacional Interconectado de Guatemala, fue realizada de la siguiente forma:

Se realizó una reseña de la historia del sector eléctrico guatemalteco, definiendo distintos factores que son utilizados en la planificación de proyectos, con base a datos históricos del sector y otros factores que se obtienen con las percepciones de la situación actual del país, lo cual está contenido en el capítulo 1.

Posteriormente en el capítulo 2, se describe la teoría de cálculo de flujo de carga junto algunas consideraciones que conlleva la misma, mostrando las posibles fallas que pueden existir dentro del sistema de potencia, y sus consideraciones normativas, además se brinda una definición general del análisis de confiabilidad y la estabilidad de voltaje. También se definen los equipos de compensación reactiva y sus funciones, algunos criterios para la planificación de reactivos y los principios de operación de los CEV.

Con la integración de la información actual del SNI y los fundamentos teóricos que se utilizan para la evaluación desde el punto de vista eléctrico, se realizó una serie de simulaciones en distintos escenarios, variando la demanda y la generación de acuerdo a la estacionalidad, colocando los CEV en puntos estratégicos en el sistema (Guatemala Sur, La Ruidosa y El Estor todas las subestaciones en un voltaje de 230/69 kilovoltios). Los resultados fueron mostrados en gráficas, tanto de regulación de tensión, contingencias, confiabilidad y estabilidad de voltaje, lo anterior se puede observar en el capítulo 3.

Como se podrá observar los CEV presentan un impacto a la mejora de la calidad, la regulación de tensión, la confiabilidad y la estabilidad, lo cual es de entero beneficio para el país, lo anterior fue obtenido con la ayuda de un software para análisis de sistema de potencia, con posibilidad de hacer estudios de flujo de carga, confiabilidad, análisis de contingencias y estabilidad de voltaje, con base al software se obtuvieron los siguientes resultados del estudio:

Una mejora en la regulación de tensión, evitando sobrevoltajes en demanda mínima y elevando los voltajes en demanda máxima, una mejora a los índices de confiabilidad, obteniendo un ahorro de energía no suministrada para el sistema de hasta 37 gigavatios hora al año, una disminución en un 95 por ciento de las sobrecargas, en el mejor de los casos y el aumento de la capacidad de transmisión.

Finalmente se analizan algunas consideraciones adicionales que pueden llegar a ser atractivas para fomentar la instalación de CEV dentro de un sistema de potencia.

## **OBJETIVOS**

### **General**

Realizar un estudio sobre la factibilidad de la instalación de Compensadores Estáticos de Vares (CEV), para complementar las obras del Plan de Expansión de la Transmisión.

### **Específicos**

1. Proyectar las condiciones que se tienen actualmente en el sistema hacia el 2015 y realizar estudios eléctricos en el sistema.
2. Simular en distintos escenarios los efectos que puede incurrir la instalación de Compensadores Estáticos de Vares (CEV).
3. Proveer ideas nuevas sobre posibles soluciones a los eventuales problemas de control de potencia reactiva.
4. Determinar si existen o no beneficios al instalar un CEV en el sistema guatemalteco que se espera tener al 2015.



## INTRODUCCIÓN

A finales de la década de los noventa, el sector eléctrico de Guatemala se encontraba caracterizado por un sistema verticalmente integrado, luego de la promulgación de la Ley General de Electricidad, el esquema fue cambiando totalmente, rompiendo este esquema llevándolo a uno de libre competencia.

Debido a la necesidad de un ente que hiciera cumplir la ley se creó, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), esta funge como órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas (MEM), y ha elaborado Planes de Expansión del Sistema de Transporte, con los cuales se pretende reforzar la topología de la red existente, mejorando la calidad de servicio, e incentivando el crecimiento del índice de electrificación, derivado de estos nuevos proyectos, surge la necesidad de compensar la potencia reactiva, por lo que en el presente trabajo de investigación se estudia la factibilidad para compensar la potencia reactiva por medio de Compensadores Estáticos de Vares (CEV).

Con el desarrollo de la electrónica de potencia y las técnicas de control se ha incrementado la implementación de Compensadores Estáticos de Vares (CEV), para el control de voltaje en las redes de transmisión de energía eléctrica en distintos lugares del mundo.

Las características de control rápido y continuo de los CEV, facilitan el control de inyección de potencia reactiva ante cambios normales en el sistema y en condiciones de eventuales contingencias.



Los CEV posibilitan la compensación reactiva en una barra, generalmente están integrados por capacitores y/o rectores, incluyendo un regulador de voltaje y lógica de control para el disparo de tiristores. La conexión/desconexión de capacitores se realiza en forma discreta mediante el control de tiristores en el período de conducción. La conexión de reactores se efectúa en forma controlada, variando el ángulo de disparo de los tiristores, logrando de esta forma el control continuo de la corriente en el reactor.

Los CEV se instalan para desempeñar las funciones siguientes:

- Aumentar la cargabilidad de sistemas de transmisión.
- Mejorar el límite de estabilidad transitoria.
- Controlan los sobrevoltajes temporales y de estado estable.
- Amortiguan oscilaciones subsíncronas.
- Permiten la compensación por fase en cargas monofásicas variables.
- Proporcionan la compensación inductiva necesaria para el recierre monopolar.

# **1. LOS SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

## **1.1. Evolución de los sistemas eléctricos**

El 10 de octubre de 1894 por medio de un Acuerdo Gubernativo, el Ministerio de Fomento otorgó a don Enrique Neutze una concesión con el objeto de aprovechar las cascadas del río Michatoya cerca de Palín en el departamento de Escuintla, para producir electricidad, venderla a domicilio y proporcionar alumbrado público en la ciudad capital, Antigua Guatemala, Chimaltenango, Amatitlán, Palín y Escuintla.

El 7 de diciembre de ese mismo año, se constituyó la sociedad anónima Empresa Eléctrica de Guatemala, ante el notario Manuel Montúfar, siendo los socios fundadores: Enrique Neutze, Herman Hoepfner, Federico Gerlach, Víctor Matheu, Antonio de Aguirre y Juan Francisco Aguirre.

La construcción de la obra eléctrica e hidráulica, estuvo a cargo de la firma alemana Siemens y Halske. Inicialmente se instalaron generadores para producir 1 000 caballos de fuerza. En 1916 la demanda que servía, consistía en 25 300 focos de 16 bujías y 577 motores y aparatos con un total de 1 560 caballos de fuerza.

En julio de 1918, el Gobierno de Guatemala intervino a la Empresa Eléctrica del Sur. La Electric Gond & Share Co. EBASCO, consorcio de varias compañías norteamericanas dedicadas a la explotación del negocio de energía eléctrica en diversos países del mundo, y que tenía su casa matriz en la ciudad de Nueva York, Estados Unidos, arrendó las propiedades de la Empresa Eléctrica del Sur, y más tarde, compró las acciones de dicha empresa y de otras dos pequeñas que se llamaban Empresa del Alumbrado Eléctrico del Norte, que sólo suministraba servicio a la parte norte de la ciudad capital y la Empresa Eléctrica de Escuintla, además de extensas fincas en Palín y Escuintla.

En marzo de 1920, el Gobierno de Guatemala vendió a EBASCO 495 acciones de la empresa, pertenecientes a corporaciones o individuos alemanes, a mil dólares cada acción, es decir, un total de US\$ 495 000,00.

En junio de 1921, el representante de los propietarios de las acciones vendidas, entregó al Gobierno de Guatemala los títulos o declaraciones de cesión por 494 acciones contra pago de US\$ 494 000,00 que se tomaron, según se explica en la respectiva escritura. Posteriormente, el gobierno entregó a EBASCO los títulos de las acciones.

En mayo de 1922, EBASCO obtuvo un contrato de 50 años. Entonces, comenzó a realizar un extenso programa de nuevas construcciones. Terminó la Planta San Luis, instaló otra en Escuintla (El Modelo) y una más en la finca de El Zapote en la Ciudad de Guatemala.

La próxima acción que realizó, fue instalar un nuevo generador en la Planta Palín y construyó también una nueva línea de transmisión entre Palín y la Ciudad de Guatemala. Asimismo, reconstruyó totalmente los sistemas de distribución en las poblaciones en las que ofrecía el servicio.

En 1925 la razón social de la empresa se instituye en Empresa Guatemalteca de Electricidad, Inc. Construyó en 1926 un nuevo edificio para sus oficinas administrativas (actual edificio de EEGSA, 6ª. Avenida y 8ª. Calle, zona 1) e introdujo el uso de los medidores eléctricos en los domicilios, promoviendo ampliamente el uso de aparatos eléctricos.

### **1.1.1. La producción**

Es un proceso por el cual se genera un bien o un servicio, el servicio de energía necesaria para satisfacer el consumo, se genera en los centros de producción denominados centrales eléctricas. La producción consiste en transformar alguna clase de energía, ya sea química, mecánica, térmica o luminosa, entre otras, en energía eléctrica. La generación a gran escala generalmente se da en las centrales eléctricas, que ejecutan la transformación de algún tipo de energía hacia lo que se conoce como energía eléctrica. Estas constituyen el primer escalón del sistema de suministro eléctrico.

La generación eléctrica, se realiza básicamente, mediante un generador; si bien estos no tienen diferencia entre sí, en cuanto a su principio de funcionamiento, varían en función a la forma en que se accionan (pueden diferir en que fuente de energía primaria utilizada para convertir la energía contenida en ella).

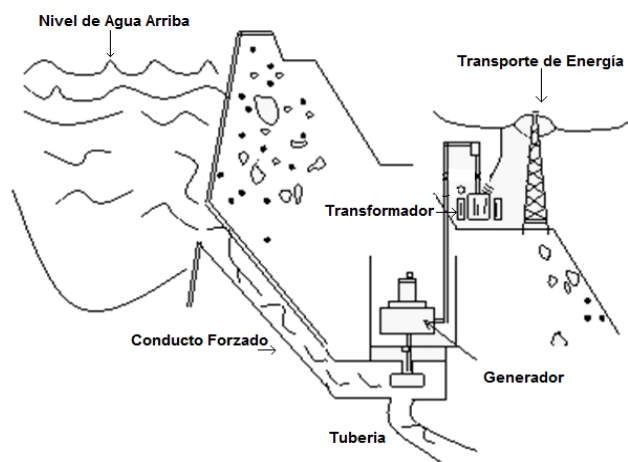
Ordinariamente se genera electricidad mediante un sistema trifásico sinusoidal de tensiones, con una frecuencia y amplitud de onda estandarizada y controlada; además, existen diversas tecnologías, normalmente asociadas al tipo de combustible, divididas en centrales convencionales y no convencionales.

Las centrales convencionales se agrupan en hidráulicas, térmicas y nucleares; existen también las centrales complementarias, denominadas de energía renovable por el reducido impacto ambiental que provocan: eólica, biomásicas, fotovoltaica y de cogeneración.

### 1.1.1.1. Plantas hidroeléctricas

Un aprovechamiento hidráulico para generación de energía eléctrica, está compuesto por una presa formada de un embalse que representa un curso de agua, una toma de agua y conductos forzados que llevan el agua del embalse hasta la casa de máquinas, situada en un nivel más bajo; la casa de máquinas, donde están instalados los grupos turbina-generator y otros equipos auxiliares; además de un canal de descarga, a través de un canal de descarga, el agua es reconducida al río o a otro curso de agua. En la figura 1 se presenta el perfil simplificado de una planta hidroeléctrica.

Figura 1. **Diagrama simplificado de una central de generación hidráulica**



Fuente: elaboración propia.

En el proceso de generación de energía eléctrica, la energía potencial del agua almacenada en el embalse, es transformada en energía cinética y energía de presión dinámica por la pasada del agua en los conductos forzados. Al hacer el accionamiento de la turbina, esa energía es convertida en energía mecánica, a su vez transmitida por eje al generador.

En este último, la energía mecánica es transformada en energía eléctrica, la cual pasa por una subestación de tensión, siendo entonces inyectada en el sistema de transmisión que la hará llegar a los centros de consumo.

#### **1.1.1.2. Plantas térmicas**

Las concepciones de ciclos térmicos para la generación termoeléctrica, siguen en líneas generales, el mismo principio básico: una fuente de energía es transformada, a través de procesos sucesivos, en energía cinética (rotación de turbinas) y, de la conexión de un generador eléctrico a la turbina, se obtiene la energía eléctrica.

Las tecnologías más comúnmente empleadas y las características de los principales equipos utilizados en los procesos de transformación de energía eléctrica, se mencionan a continuación:

- Plantas de combustión externa para generación de vapor, las cuales pueden subdividirse en plantas térmicas a carbón y plantas térmicas de hidrocarburos (petróleo o gas).
- Plantas de combustión interna, las cuales pueden subdividirse en motores de ciclo diesel, turbinas de gas o petróleo.

### **1.1.2. La demanda de energía eléctrica**

La energía eléctrica se ha convertido en un factor fundamental en el mundo moderno, el hecho que se posea el servicio de energía eléctrica ha dado como resultado que los habitantes de una determinada región vean la energía eléctrica como una necesidad común, este fenómeno se da ya que al utilizar la energía por una vez, ésta se convierte en uno de los servicios básicos para vivir en comodidad. Los servicios básicos están ligados de una u otra forma a la energía, ya que tienen algún tipo de relación, por ejemplo los hospitales no podrían funcionar de la forma que hoy en día lo hacen sin la energía, ya que los distintos equipos funcionan con este motor principal, en los hogares lo más común que se encuentra son los electrodomésticos, estos consumen energía eléctrica.

### **1.1.3. Sistema de transporte**

El sistema de transmisión en Guatemala, comprende todas aquellas instalaciones en alta tensión que se encuentra entre los puntos de recepción del distribuidor o los grandes usuarios y los puntos de entrega de los generadores, este se divide en un sistema principal y sistema secundario.

La red de transporte, es la encargada de enlazar los grandes centros de producción que generalmente se encuentran geográficamente muy dispersos, con los grandes núcleos de demanda que normalmente están ubicados cerca de las ciudades o zonas industriales, así como de conservar la conexión global del sistema eléctrico que actualmente alimenta la demanda. La red de transporte interconecta todo el sistema eléctrico, siendo un mecanismo clave para el equilibrio dinámico entre la producción de energía eléctrica y el consumo de la misma.

La red de transporte es el elemento facilitador del Mercado Mayorista, el punto de encuentro entre los agentes del mercado y de su capacidad, tanto en el interior de los países como en las interconexiones entre los mismos, permitiendo el planteamiento de mercados eléctricos de dimensión nacional e inclusive a nivel internacional.

Existen en Guatemala 5 agentes transportistas que prestan el servicio de transporte de energía eléctrica, lo cuales se detallan a continuación:

- Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica, (ETCEE) del INDE
- Transportista Eléctrica de Centro América, S. A. (TRELEC)
- Duke Energy International Transmisión Guatemala, Limitada (DUKE)
- Redes Eléctricas de Centro América, S. A. (RECSA)
- Transportista Eléctrica de Occidente, S. A. (TREO)



Figura 2. Sistema existente a 2011



Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

## **1.2. Planificación del sector eléctrico**

El sistema eléctrico básicamente se comprende de una planta de generación de energía, esta energía es llevada a lugares donde es necesaria por líneas de transmisión, las cuales a su vez alimentan a las distribuidoras, las que posteriormente dan el servicio a los usuarios finales.

La planificación indicativa, busca establecer qué caminos o acciones son preferibles ante las posibles evoluciones de los factores que condicionan los sistemas de transmisión, cada uno de los planes da una indicación de cuál podría ser un desarrollo deseable, bajo las condiciones, riesgo y restricciones tomadas en cuenta, el objetivo de la planificación de la expansión a largo plazo, es establecer las necesidades de capacidad; basados en análisis del comportamiento del Sistema Nacional Interconectado (SNI), de acuerdo a la conducta de diversas variables como demanda de energía, recursos energéticos, interconexiones eléctricas, etc., dichas necesidades buscan satisfacer los requerimientos de demanda de energía y potencia, considerando además criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales.

Estos criterios son tan relevantes, ya que la energía eléctrica se ha tornado más importante y cada vez hay más costo social por la interrupción del servicio, la planificación muestra un patrón de comparación entre lo que está pasando en el mercado y lo que sería el óptimo teórico. El óptimo de la planificación debe ser una referencia sobre lo que debería ser el mercado, y al dar a conocer el valor óptimo económico es una fuente de información a los inversionistas, lo cual puede traer nuevos proyectos y seguir en la mejora continua.

Esto da como resultado que la gestión económica de un sistema eléctrico, sea una tarea compleja que involucra diversas actividades, en las cuales intervienen aspectos financieros, empresariales, tarifarios, medioambientales, sociales, así como todo lo relacionado con la planificación de inversiones y la operación del sistema, esto llevado en sintonía con la regulación y el marco legal, lo cual condiciona de forma relevante el enfoque y los márgenes de actuación de cada una de estas actividades, así como a los protagonistas en la toma de decisiones.

Las decisiones comienzan a largo plazo, continúan a mediano plazo, se concretan a corto plazo y se llevan a cabo en la implementación real, lo que da como resultado que las decisiones deben encaminarse por consideraciones de eficiencia económica de forma que se minimice el costo de proporcionar energía eléctrica al consumidor con una calidad satisfactoria.

La administración y operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) está a cargo del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), el cual es un ente de carácter privado y cuyas funciones son la coordinación y despacho de las centrales eléctricas del Sistema Eléctrico Interconectado, el establecimiento de precios de mercado de corto plazo, llevar a cabo las transacciones de compra y venta en el mercado mayorista, garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica. Las principales funciones del AMM son<sup>1</sup>:

---

<sup>1</sup> <http://www.amm.org.gt/>. Consulta: febrero de 2012.

- Coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo costo, para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación entre generadores, comercializadores, incluidos importadores y exportadores, grandes usuarios y distribuidores.
- Establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre sus agentes, cuando estas no corresponden a contratos de largo plazo libremente pactados.
- Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica.

Además de las funciones anteriores, el AMM debe realizar las siguientes actividades:

- Programación de la operación
- Supervisión de la operación en tiempo real
- Administración de las transacciones

El AMM debe cuantificar los intercambios de potencia y energía entre los participantes del Mercado Mayorista (MM) y valorizarlos utilizando el precio de oportunidad de la energía y el precio de referencia de la potencia. Para ello, el AMM dentro sus obligaciones, debe diseñar e implementar un sistema de medición que permita conocer en forma horaria la energía y potencia producida y/o consumida. Además este ente administrará los fondos que surjan de las transacciones entre los agentes que operan en el MM.

## **1.2.1. El crecimiento del sector eléctrico**

Ha experimentado variaciones importantes en el transcurso de los años, esto se debe a que el ser humano ve el servicio de energía eléctrica como una necesidad básica, para vivir en comodidad.

### **1.2.1.1. Demanda**

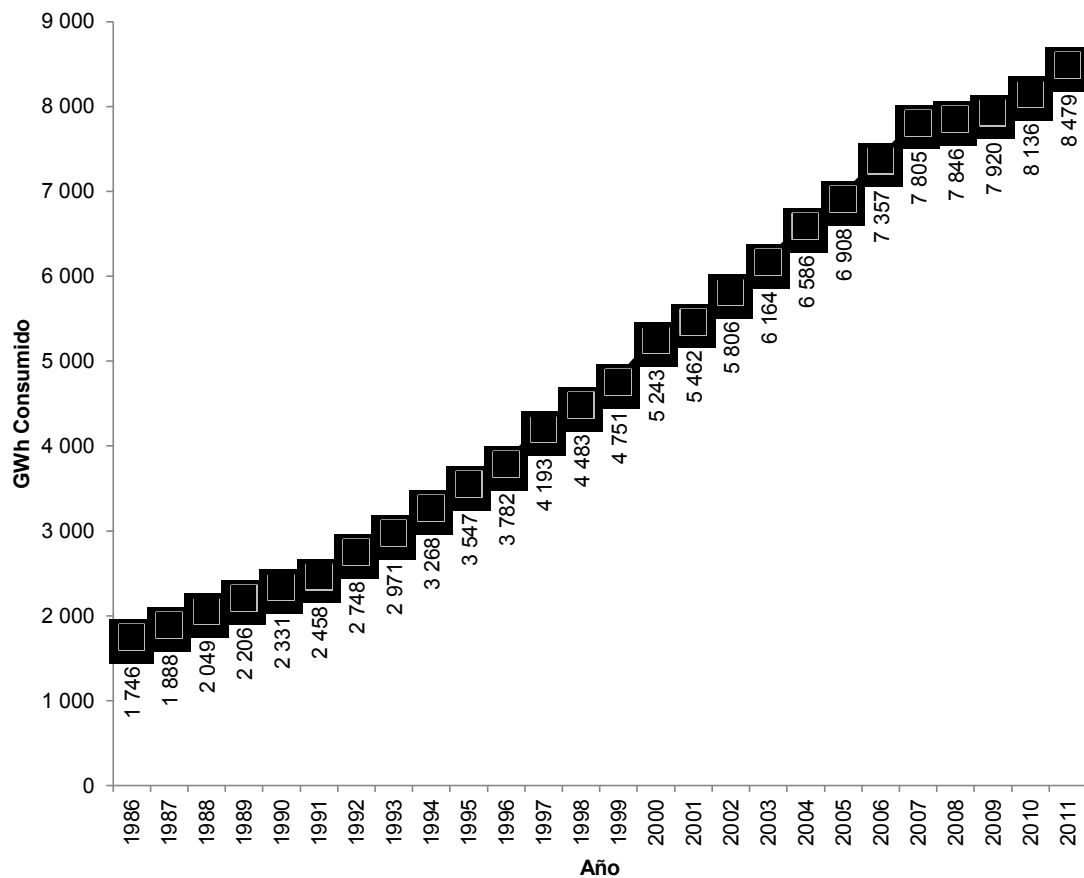
Ha experimentado un desarrollo sostenido y pronunciado desde el inicio de la utilización práctica de la energía eléctrica en Guatemala, teniendo un comportamiento de crecimiento, a excepción del período de 2008 a 2010, que sufrió una pequeña disminución; debido a la crisis económica mundial que afectó a nuestro país, esta disminución; tuvo un valor promedio de 0,7 por ciento, lo anterior se puede observar en la figura 3.

En Guatemala el sistema de distribución, es el que lleva la mayor parte de energía, a los usuarios donde ellos lo necesitan, está conformado por líneas, subestaciones y las redes de distribución que operan en media tensión y baja tensión.

En Guatemala, existen 19 empresas distribuidoras de servicio de energía eléctrica, las tres principales son: Empresa Eléctrica de Guatemala S. A. (EEGSA); la cual presta el servicio en los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y algunos municipios de Escuintla, Distribuidora de Electricidad de Occidente S. A. (DEOCSA); que presta el servicio a el área norte-sur-occidente, Distribuidora de Electricidad de Oriente S. A. (DEORSA); la cual presta el servicio a el área norte-sur-oriental y las Empresas Eléctricas Municipales (que hasta el 2011 existían 16) que prestan su servicio en algunas cabeceras municipales del país.

El consumo de energía en los hogares, está dado principalmente por la cantidad de aparatos eléctricos que se tienen en un hogar, su consumo específico de energía y el tiempo en que los mismos son utilizados.

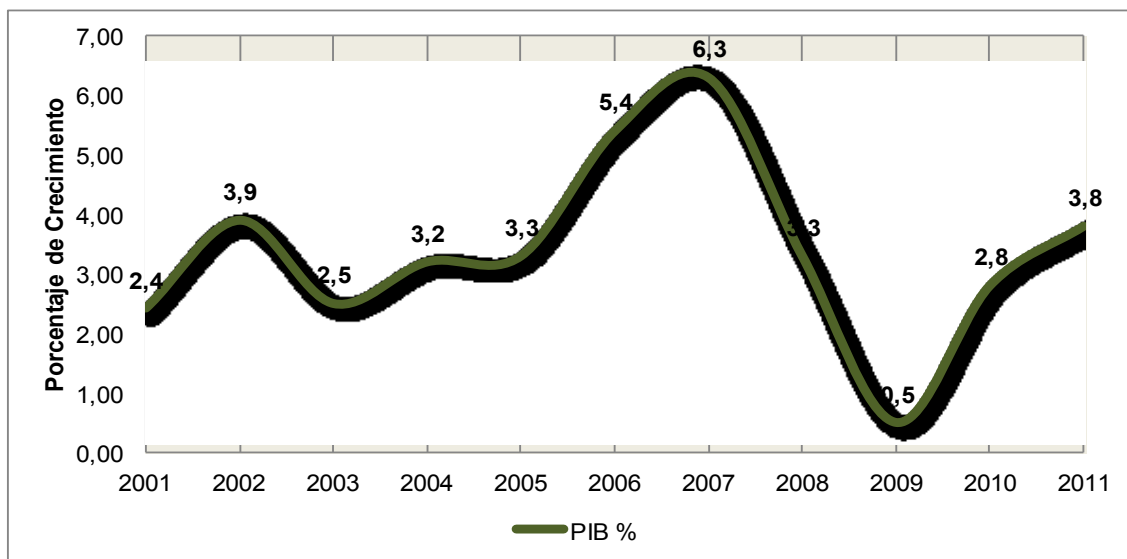
Figura 3. Evolución de consumo de energía eléctrica 1986-2011



Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Perspectivas de los Planes de Expansión 2012, p.17.

Los índices de consumo eléctrico constituyen uno de los elementos más indicativos del desarrollo industrial de un país, siendo significativo su paralelismo con los índices de crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB), esto se puede relacionar ya que el PIB, es una medida agregada que expresa el valor monetario de la producción de bienes y servicios finales de un país durante un período.

Figura 4. **Evolución del PIB en porcentaje para el período 2001-2011**



Fuente: Banco de Guatemala. [www.banguat.gob.gt/cuentasnac/pib2001/1.1\\_PIB\\_Tasa\\_%20Variacion.pdf](http://www.banguat.gob.gt/cuentasnac/pib2001/1.1_PIB_Tasa_%20Variacion.pdf). Consulta: marzo de 2012.

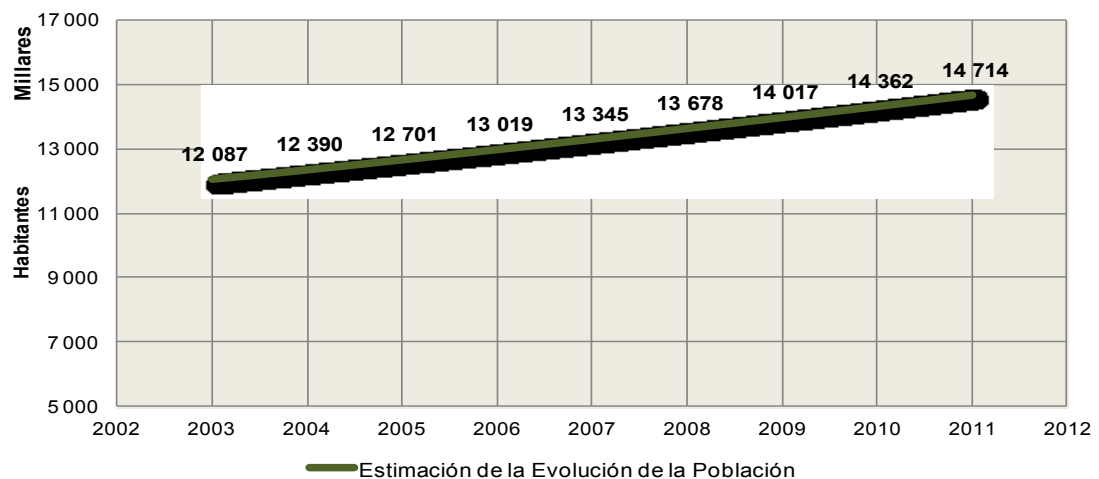
En la figura 4, se puede observar que el PIB ha tenido un crecimiento sostenido durante 2003 y 2007, pero al entrar a 2008 y 2009 se ve reflejada la crisis económica mundial, lo cual afectó la producción del país.

En Guatemala las actividades que tienen mayor incidencia dentro del PIB son; agricultura, industrias manufactureras, comercio, comunicaciones, intermediación financiera, alquiler de vivienda, servicios privados, administración pública y defensa, las cuales tienen un considerable consumo de energía eléctrica.

Además de las proyecciones del PIB, el crecimiento de la población en el período 2002-2010, se ha mantenido en un promedio del 2,45 por ciento.

Complementariamente a esta información, se puede mencionar que el número de viviendas a finales del 2010, fue 3 062 219 con tendencia al crecimiento.

**Figura 5. Estimación de la evolución de la población para el período 2003 – 2011**



Fuente: Instituto Nacional de Estadística. [www.ine.gob.gt/np/poblacion/index.htm](http://www.ine.gob.gt/np/poblacion/index.htm).

Consulta: marzo de 2012.



### **1.2.1.2. Generación**

Se denomina Oferta Firme (OF) de cada unidad generadora de los participantes productores, a la máxima potencia neta (descontados sus consumos internos) capaz de producir, en función de sus características técnicas, potencia máxima y disponibilidad, teniendo en cuenta las restricciones propias de la central o de su sistema de transmisión asociado la suma de oferta firme de todas las unidades generadoras de un participante productor se denomina Oferta Firme Total (OFT).

Los participantes productores, podrán ofertar parcial o totalmente la oferta firme de sus unidades generadoras a través de contratos de abastecimiento o de reserva de potencia, de acuerdo a los criterios establecidos en la Norma de Coordinación Comercial No. 13.

La generación total de energía para el 2010 fue de 8 276,21 gigavatios hora, de los cuales 7 913,91 gigavatios hora fueron generados localmente y 362,30 gigavatios hora fueron importados, tanto del Mercado Eléctrico Regional como de la interconexión con México. El 45,5 por ciento de la energía fue de origen hidráulico, 22,5 por ciento de motores recíprocos, 12,6 por ciento de turbinas de vapor, 11,8 por ciento de cogeneradores (también turbinas de vapor), 3,1 por ciento de origen geotérmico, 0,01 por ciento de turbinas de gas y 4,4 por ciento de importaciones<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> Administrador del Mercado Mayorista. Informe Estadístico 2010, p. 1.

Tabla I. **Plantas de generación existentes hasta diciembre de 2010**

<b>Central</b>	<b>Potencia efectiva (MW)</b>	<b>Combustible o recurso</b>
<b>Hidroeléctricas</b>		
Chixoy	280,983	Agua
Hidro Xacbal	97,053	Agua
Aguacapa	79,425	Agua
Jurún Marinalá	60,853	Agua
Renace	66,532	Agua
El Canadá	47,400	Agua
Las Vacas	37,258	Agua
El Recreo	25,507	Agua
Secacao	16,225	Agua
Los Esclavos	13,231	Agua
Montecristo	13,182	Agua
Pasabién	12,147	Agua
Matanzas	11,599	Agua
Poza Verde	10,148	Agua
Río Bobos	10,636	Agua
Santa María	5,031	Agua
Palín 2	0,000	Agua
Candelaria	4,325	Agua
San Isidro	3,382	Agua
El Capulín	0,000	Agua
El Salto	2,114	Agua
El Porvenir	2,124	Agua
Chichaic	0,456	Agua

Continuación de la tabla I.

<b>Central</b>	<b>Potencia efectiva (MW)</b>	<b>Combustible o recurso</b>
<b>Hidroeléctricas</b>		
San Jerónimo	0,000	Agua
<b>Turbinas de vapor</b>		
San José	131,128	Carbón
Darsa	0,000	Bunker
La Libertad	15,122	Carbón
Arizona Vapor	4,535	Bunker
<b>Turbinas de gas</b>		
Tampa	78,593	Diesel
Stewart & Stevenson	23,534	Diesel
Escuintla Gas 3	22,829	Diesel
Escuintla Gas 1	33,402	Diesel
Lagunas Gas 1	0,000	Diesel
Laguna Gas 2	17,066	Diesel
<b>Motores de combustión interna</b>		
Arizona	157,755	Bunker
Poliwatt	125,402	Bunker
Puerto Quetzal Power	114,729	Bunker
Las Palmas	65,149	Bunker
Genor	41,504	Bunker
Sidegua	38,258	Bunker
Generadora del Este	69,958	Bunker
Generadora Progreso	21,370	Bunker
Electro Generación	15,970	Bunker

Continuación de la tabla I.

<b>Central</b>	<b>Potencia efectiva (MW)</b>	<b>Combustible o recurso</b>
<b>Motores de combustión interna</b>		
Gecca	14,220	Bunker
Gecca 2	31,553	Bunker
Coenesa	5,823	Diesel
Electro Generación Cristal Bunker	0,000	Bunker
<b>Ingenios</b>		
Magdalena	75,700	Biomasa/Bunker
Magdalena Excedentes	35,544	Biomasa
Pantaleón	38,719	Biomasa/Bunker
Pantaleón Excedentes	20,000	Biomasa
La Unión	31,341	Biomasa/Bunker
La Unión Excedentes	5,643	Biomasa
Santa Ana	35,430	Biomasa/Bunker
Madre Tierra	21,236	Biomasa/Bunker
Concepción	26,723	Biomasa/Bunker
Tululá	13,664	Biomasa/Bunker
Trinidad	14,117	Biomasa
San Diego	0,000	Biomasa
<b>Geotérmica</b>		
Zunil	13,889	Vapor Geo
Ortitlán	21,899	Vapor Geo

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Perspectivas de los Planes de Expansión 2012, p.47.

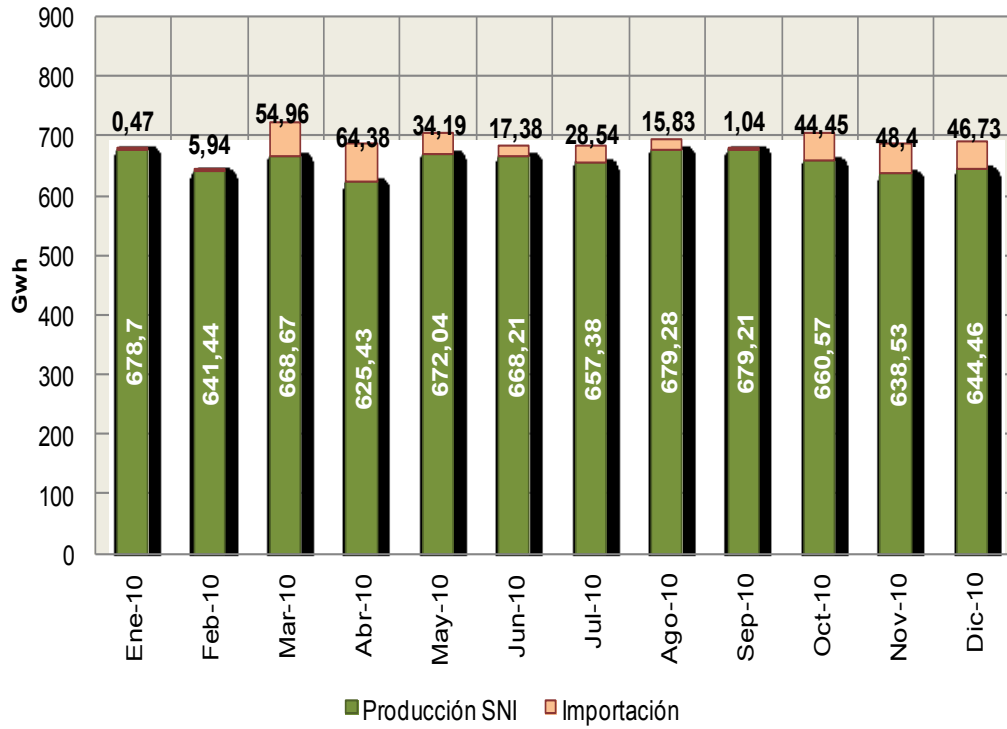
### **1.2.1.3. Indicadores para el subsector eléctrico**

Para el período comprendido del 1 de enero al 31 de diciembre de 2010, la generación total de energía fue de 8 276,23 gigavatios hora, de los cuales el 95,62 por ciento fueron generados de forma local y el 4,38 por ciento fueron importados del Mercado Eléctrico Regional (MER) en la figura 6, se muestra el detalle tanto de la generación local como el de importaciones de energía hacia Guatemala. La exportación de energía al MER fue de 138,93 gigavatios hora siendo este el 1,68 por ciento de la generación total del país, alcanzando un 34 por ciento de participación en las inyecciones de energía en el MER. El consumo interno de energía alcanzó los 7 847,88 gigavatios hora incluyendo consumos propios de las unidades, centrales generadoras y equipos de transporte de energía eléctrica<sup>3</sup>.

---

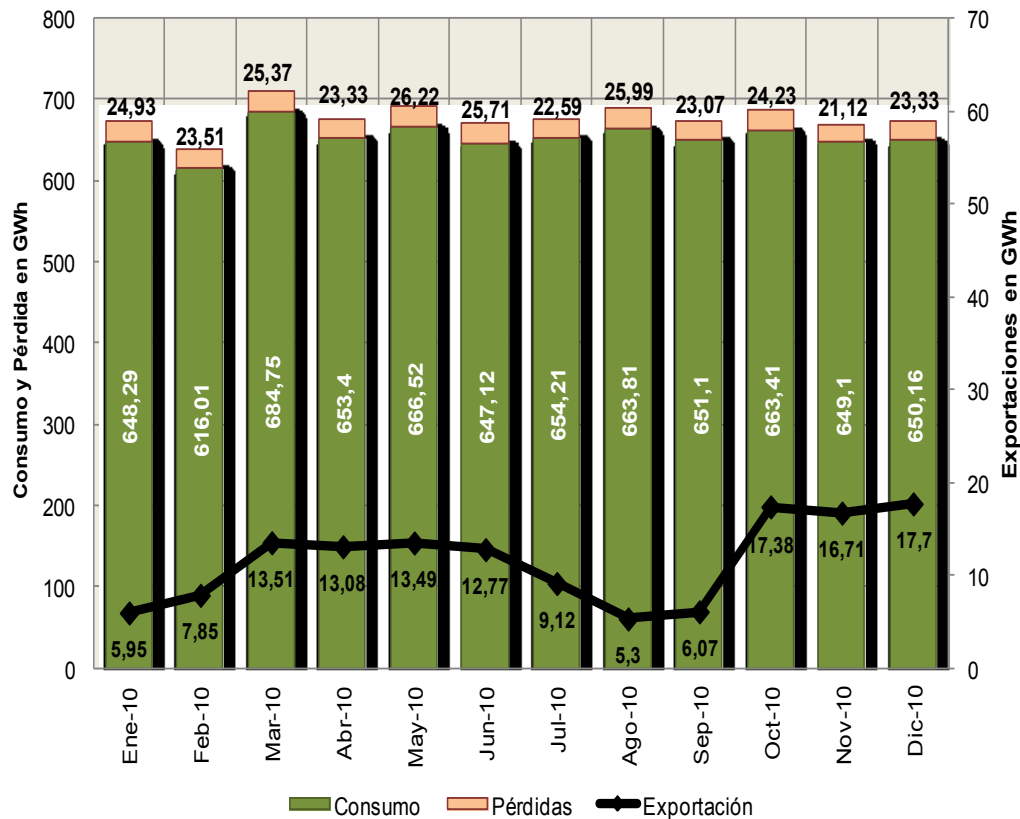
<sup>3</sup> Administrador del Mercado Mayorista. Informe Estadístico 2010, p. 1.

Figura 6. Resumen de la producción de energía para el 2010



Fuente: Informe estadístico 2010 del Administrador del Mercado Mayorista.

Figura 7. **Resumen del consumo, pérdidas y exportaciones de energía para el 2010**



Fuente: Informe estadístico 2010 del Administrador del Mercado Mayorista.

El promedio del precio de oportunidad de energía fue de 103,82 dólares por megavatio hora presentando un aumento del 0,57 por ciento respecto al año anterior. La demanda máxima de potencia ocurrió el día 30 de noviembre de 2010, alcanzando los 1467,88 megavatios. El factor de carga calculado para el sistema fue de 63,28 por ciento.

Tabla II. **Indicadores generales del subsector eléctrico guatemalteco**

<b>Indicadores</b>	
Generación local	7 913,92 Gwh
Consumo interno	7 847,88 Gwh
Exportaciones	138,93 Gwh
Importaciones	362,31 Gwh
Precio promedio SPOT	103,82 US\$/MWh
Demanda máxima	1 467,88 MW
Factor de carga	63,28 %

Fuente: Informe estadístico 2010 del Administrador del Mercado Mayorista.

En resumen el consumo interno de energía durante el 2010, se desglosa en la tabla III.

Tabla III. **Detalle del consumo interno de energía del 2010**

<b>Participantes</b>	<b>GWh</b>
EEGSA	2 885,19
Comercializadores	2 091,27
DEOCSA	1 240,35
DEORSA	923,29
Empresas Eléctricas Municipales	519,80
Grandes Usuarios	142,83
Consumos propios	45,15

Fuente: Informe estadístico 2010 del Administrador del Mercado Mayorista.



### **1.2.2. Programación de expansión del transporte a largo plazo**

La elaboración del plan de expansión del sistema de transporte, se encuentra establecido en el artículo 54 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, el cual fue modificado mediante el Acuerdo Gubernativo 68-2007, aquí se establece que el plan de expansión deberá elaborarse cada 2 años y cubrir un horizonte mínimo de 10 años, debiendo para el efecto considerar los proyectos de generación en construcción y aquellos que presenten evidencias que entrarán en operación dentro del horizonte de estudio indicado.

Los lineamientos generales que el órgano técnico especializado deberá seguir para la elaboración del plan son los siguientes:

- Cumplir con las políticas establecidas por el ministerio.
- Determinar las obras de transmisión que deben ser desarrolladas para:
  - Aumentar la capacidad de transmisión, para viabilizar el desarrollo del plan de expansión indicativo del sistema de generación correspondiente, en cuanto al crecimiento de la oferta de generación para satisfacer el crecimiento de la demanda al mínimo costo.
  - Que el SNI cumpla con los criterios de seguridad, calidad y desempeño establecidos en la normativa vigente.
- Minimizar el costo total actualizado de inversión y operación de las obras y ampliaciones que se deban ejecutar, incluyendo las pérdidas en el sistema de transmisión.

- Minimizar el costo operativo del SNI, durante el período de estudio.
- Cualquier otro que en el futuro defina el ministerio o la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, para la elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Transporte.

El criterio que ayuda al proceso de decisiones, es la maximización de la utilidad social de producir y consumir energía eléctrica. Para ello intervienen dos factores fundamentales. El primero es minimizar toda la cadena de costos incurridos para proporcionar el servicio al consumidor; el segundo, es aumentar la confiabilidad del sistema (utilizando el criterio N-1), creando un umbral mínimo de confiabilidad medido en términos de probabilidad de energía eléctrica no servida, así también valorizar económicamente el perjuicio ocasionado por la interrupción del servicio en la función de utilidad del consumidor.

Al hacer estudios en el largo plazo se pronostica el crecimiento de la demanda, las alternativas tecnológicas existentes y sus costos, las estimaciones de la evolución en la disponibilidad y los precios de los combustibles, de los criterios de confiabilidad adoptados, de los condicionantes de impacto ambiental, de las políticas de diversificación y de dependencia exterior; todo esto trata de determinar de qué tipo, de qué volumen y en qué momento han de instalarse nuevos equipos de generación y transporte.

Debido a que el horizonte de tiempo de estudio es en muchas ocasiones de larga duración, la incertidumbre es un factor determinante; por lo tanto, será necesario trabajar con múltiples escenarios, realizando evaluaciones probabilísticas y adoptar criterios de selección de alternativas.

### **1.2.3. Representación de la demanda**

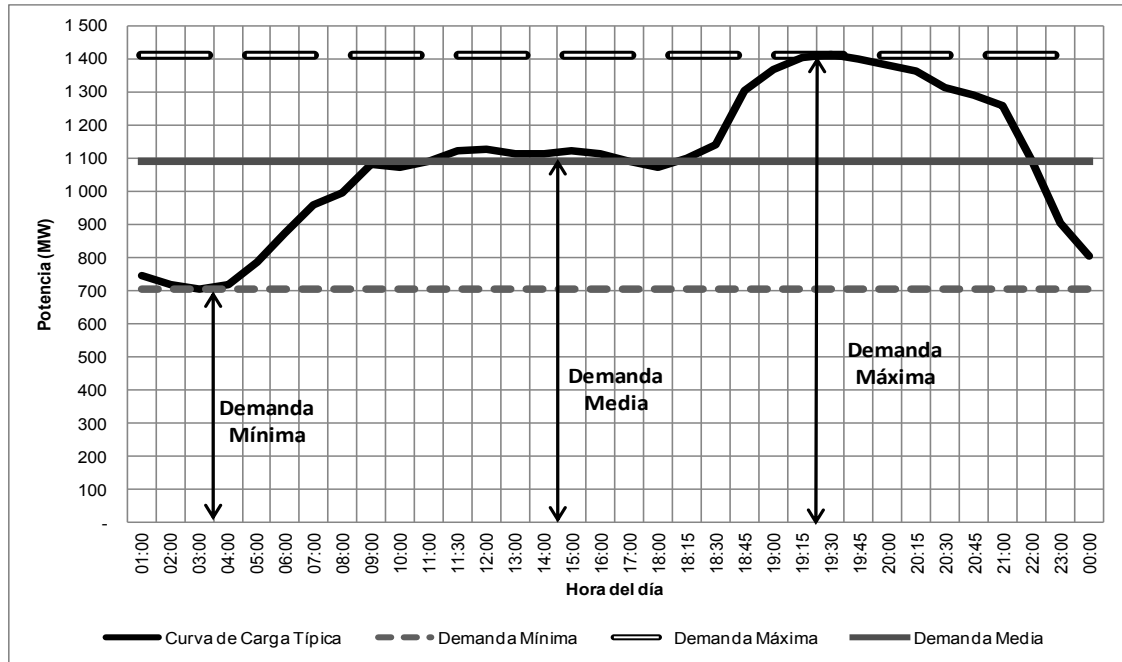
La selección del modelo de la demanda, tiene fuerte influencia sobre los costos y la precisión de los análisis del desempeño de sistemas de generación y requiere una evaluación crítica de los compromisos involucrados en cada aplicación. En lo que sigue, son presentados algunos conceptos básicos para la evaluación de los modelos de carga a ser desarrollados para el planeamiento de sistemas eléctricos de potencia, empezando por una definición de los términos empleados en los modelos de demanda, continuando con la caracterización de los factores que conforman el comportamiento de la demanda.

#### **1.2.3.1. Conceptos básicos**

Al referirse al empleo de la energía eléctrica, ya sea para fines industriales, domésticos o de servicios, es necesario establecer un acuerdo sobre las magnitudes en juego y de uso muy frecuente.

En la figura 8 se puede apreciar la curva de demanda, o gráfico de cargas de un sistema consumidor, a lo largo de un día. Este representa las potencias activas, donde es posible identificar algunas cantidades características. El valor  $P_{mx}$  es la máxima demanda diaria del sistema, que por regular ocurre una sola vez al día.

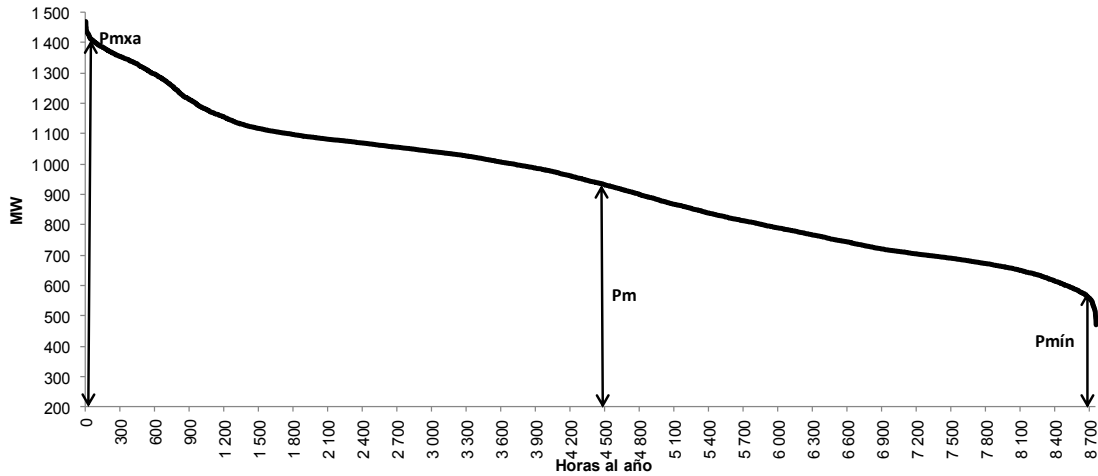
Figura 8. Curva de demanda de un día típico de Guatemala



Fuente: datos históricos de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

La representación de la figura 8 corresponde a los consumos de Guatemala durante un día típico, en donde la potencia requerida aumenta al iniciarse las primeras horas de trabajo del día, por la puesta en marcha de las industrias. Ese aumento se mantiene hasta el medio día, en donde disminuye algo para aumentar sostenidamente hacia las primeras horas de la noche, en que si bien la industria disminuye su carga, aparece el alumbrado público y domiciliario. Allí se encuentra el pico de carga.

Figura 9. Gráfico de duración de la demanda



Fuente: Conceptos básicos de planeamiento operativo, seminario I, p. 4-3.

Hacia la medianoche, la potencia disminuye rápidamente, para alcanzar el mínimo, o mínima demanda diaria Pmín. En esta representación, es posible encontrar el valor medio diario Pm que representa el valor medio de la función  $P=f(t)$ . El área encerrada por la curva y el eje de tiempo, es la energía a lo largo del día, o sea, la energía diaria  $A_d$  que equivale:

$$A_d = \int_0^{24} P \, dt = \sum_0^{24} P \, dt \quad (\text{ec. 1.1})$$

Tomando los diagramas de todos los días del año, es posible trazar el nuevo diagrama de potencias clasificadas, que se puede apreciar en la figura 9. En el mismo, la abscisa de un punto cualquiera, informa el número de horas del año durante las cuales el sistema ha suministrado la potencia indicada por la correspondiente ordenada.

Este tipo de gráfico se construye para un año (8 760 horas), y por lo tanto, la superficie encerrada por el mismo y el eje de los tiempos, es la energía anual producida  $A_a$ , que equivale:

$$A_a = \int_0^{8760} P \, dt = \sum_0^{8760} P \, dt \quad (\text{ec. 1.2})$$

El valor medio de este último diagrama, es la potencia media anual  $P_m$ , y el valor  $P_{mxa}$  la potencia máxima anual, que ocurrirá una sola vez al año. Por otro lado, el valor  $P_{mín}$  es la potencia mínima anual, valor muy significativo, dado que las centrales deben estar en condiciones de suministrarlo en forma continua, por lo menos, a lo largo de todo el año. En base a estos diagramas, se pueden hacer estimaciones de equipamiento futuro, y estudiar el desarrollo de los sistemas eléctricos de potencia.

Estas representaciones y los datos necesarios para ejecutarlas, son de gran valor, como se ha dicho, para proyectar la llamada demanda futura, y las decisiones que hay que tomar en cuanto a incorporar nuevas unidades generadoras y extender las redes, así como retirar del servicio las que han completado su vida útil. También sirven para programar los paros necesarios de unidades generadoras a efectos de someterlas al programa de mantenimiento preventivo. Todo este estudio implica un ordenamiento e interpretación de datos reflejados en los diagramas mencionados.

En los casos de grandes sistemas interconectados, en donde la energía puede fluir de una zona geográfica a otra, estos diagramas permiten programar el despacho de cargas, así como el estudio de la situación óptima económica del sistema para cada estado de demanda.

Otra cantidad característica de un sistema eléctrico es la llamada demanda conectada, o máxima demanda posible teórica, caracterizada por medio de  $P_c$ . Este es un valor teórico, y corresponde a la suma de las potencias nominales de todos los aparatos existentes en poder de los usuarios del servicio, este valor representaría el momento en que todos los usuarios de la red se conectaran al mismo tiempo y a plena potencia. Se entiende que esta potencia sólo puede darse en caso de sistemas muy pequeños. En los grandes y medianos, es estadísticamente imposible que todos los usuarios conecten sus aparatos consumidores al mismo tiempo y a plena carga.

En los sistemas muy pequeños, de tipo industrial o rural, podría ocurrir que el sistema demande de las centrales, una potencia igual a la potencia conectada. Otro valor muy interesante, es la potencia instalada  $P_i$ , que es la suma de las potencias de todos los generadores de las centrales, es decir:

$$P_i = P_{i1} + P_{i2} + \dots + P_{in} = \sum P_{ii} \quad (\text{ec. 1.3})$$

En el cálculo de la potencia instalada que se mencionó con anterioridad, es necesario tener en cuenta varios detalles. Por una parte, un sistema puede tener una cierta potencia, suma de todas las nominales indicadas en las placas de características de máquinas, pero no se puede dejar de ver que no todas las máquinas están disponibles a plena carga todos los días del año.

Los mantenimientos preventivos necesarios, o paros periódicos para recorridas, implican que en un sistema bien diseñado, una parte de la potencia instalada está disponible.

Además, las máquinas térmicas de gran tamaño necesitan un cierto tiempo para poder conectarse a la red y entregar la potencia nominal, a lo que debe agregarse que muchas máquinas, por su antigüedad, no pueden suministrar la potencia nominal indicada por el fabricante cuando era nueva. Todos estos aspectos, sumados a los imprevistos, permiten ver que la potencia instalada difiere del valor teórico que podría calcularse con la ecuación 1.3.

Otra cantidad importante, es la potencia de reserva  $P_r$ , que corresponde a dos tipos: la de las máquinas térmicas que están girando con la caldera encendida y en condiciones de entrar en servicio inmediatamente por su presión y temperatura, llamada muchas veces reserva caliente, y la reserva fría, compuesta por máquinas antiguas de poco rendimiento y que se ponen en marcha en emergencias, para lo cual se les mantiene en condiciones de servicio.

También integran la reserva fría las máquinas de primera línea que pese a estar a temperatura ambiente y fuera de servicio, pueden producir energía en forma rápida; como por ejemplo las turbinas a gas o hidráulicas.

El valor de la potencia media anual  $P_{ma}$ , de conformidad con la figura 9 puede calcularse por medio de:

$$P_{ma} = \frac{A_a}{8\,760} \quad (\text{ec. 1.4})$$

y se denomina factor de carga a la relación:

$$f_c = \frac{P_{ma}}{P_{maxa}} = \frac{A_a}{8\,760 P_{maxap}} \quad (\text{ec. 1.5})$$



A su vez, el llamado factor de la demanda, este equivale:

$$f_d = \frac{P_{maxa}}{P_n} \quad (\text{ec. 1.6})$$

El factor de simultaneidad se expresa por medio de la siguiente expresión:

$$f_s = \frac{P}{P_n} \quad (\text{ec. 1.7})$$

Donde P = Potencia en un instante

También se cita el factor de reserva, como dado por:

$$f_r = \frac{P}{P_{maxa}} \quad (\text{ec. 1.8})$$

Para tener una idea apropiada del grado de aprovechamiento de una central eléctrica, se emplea el llamado tiempo anual equivalente, identificado con T. Es el tiempo teórico donde funciona una central eléctrica a la potencia máxima nominal, produciendo la energía anual real. Es decir:

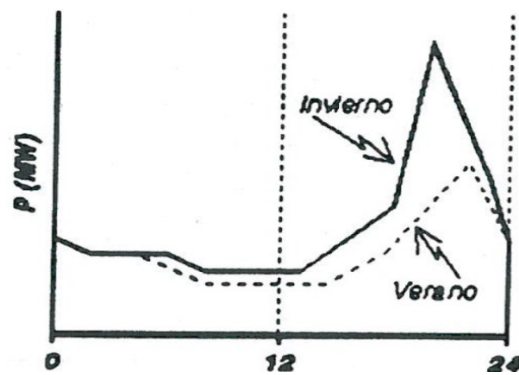
$$A_a = T P_{maxa} \quad (\text{ec. 1.9})$$

Que también se puede escribir:

$$T = \frac{A_a}{P_{maxa}} = 8760 f_c \quad (\text{ec. 1.10})$$

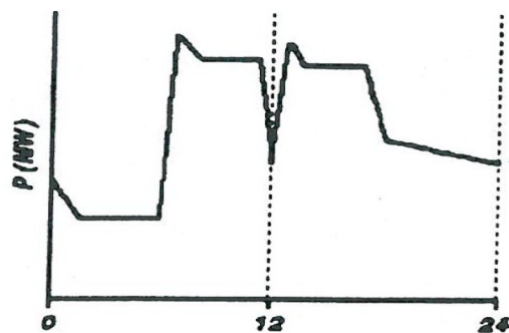
Volviendo a los gráficos de carga diarios, se puede agregar que su forma depende de factores muy diversos del consumo, de la situación económica e industrial, del día de la semana que se trate, y de la estación del año. En la figura 10 se puede observar el gráfico de carga de un día de verano y de invierno. En la figura 11 se muestra un gráfico de carga industrial con dos turnos de trabajo.

Figura 10. **Estacionalidad de potencias**



Fuente: Conceptos básicos de planeamiento operativo, seminario I, p. 4-6.

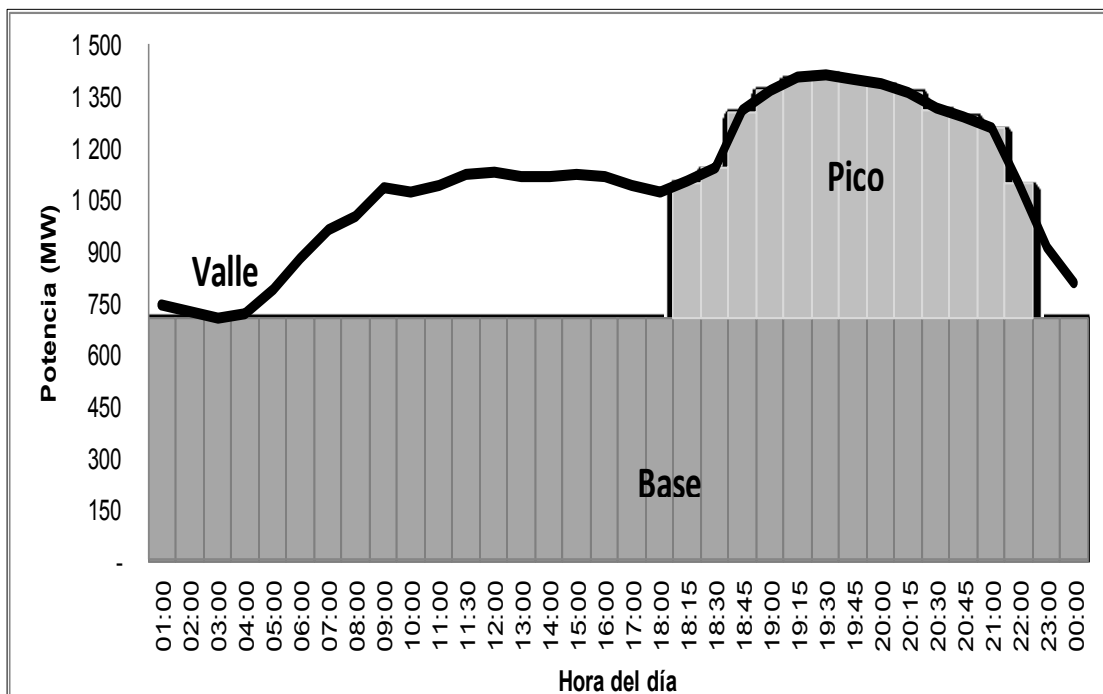
Figura 11. **Comportamiento de carga industrial**



Fuente: Conceptos básicos de planeamiento operativo, seminario I, p. 4-6.

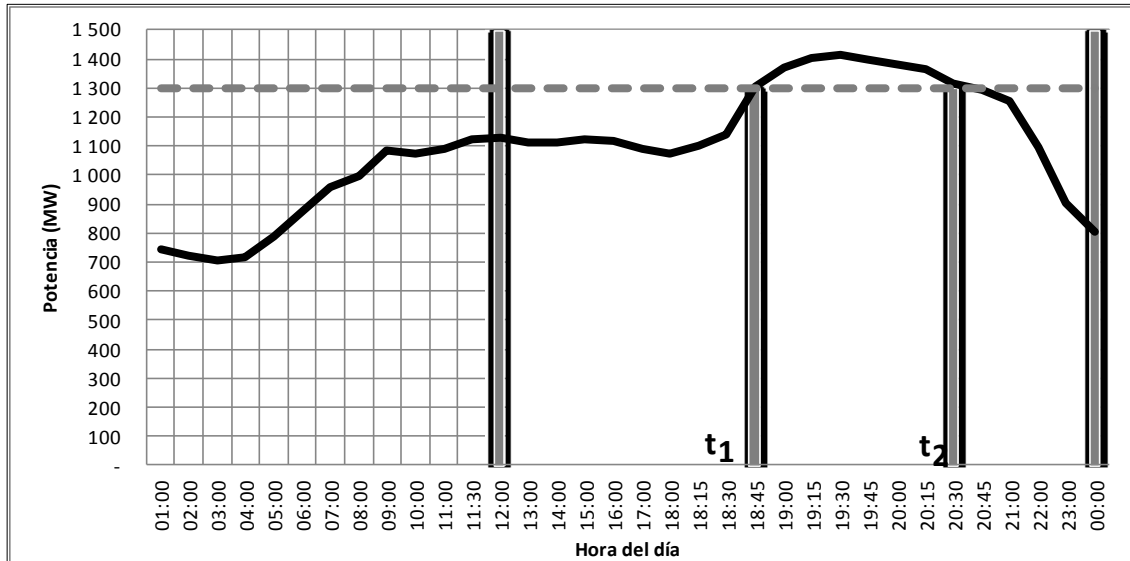
Por otra parte, los diagramas de carga sirven también para caracterizar zonas. En la figura 12 se puede observar que la base es la superficie inferior, la demanda, la parte más importante pero variable, el valle; la zona que representa energía no empleada, y el pico la superficie cuya energía corresponde al momento del día en que se produce el mayor consumo. Dichas zonas permiten tipificar algunas centrales y ayudar a elegir la máquina más conveniente. En la figura 13, se puede apreciar un diagrama de carga, en el que durante el intervalo entre los tiempos  $t_1$  y  $t_2$ , la potencia pasa por su valor máximo. Estos estados diarios en un servicio público, son atendidos por máquinas de características apropiadas.

Figura 12. **Curva de carga de un día típico**



Fuente: Conceptos básicos de planeamiento operativo, seminario I, p. 4-7.

Figura 13. Diagrama de carga típico de un día



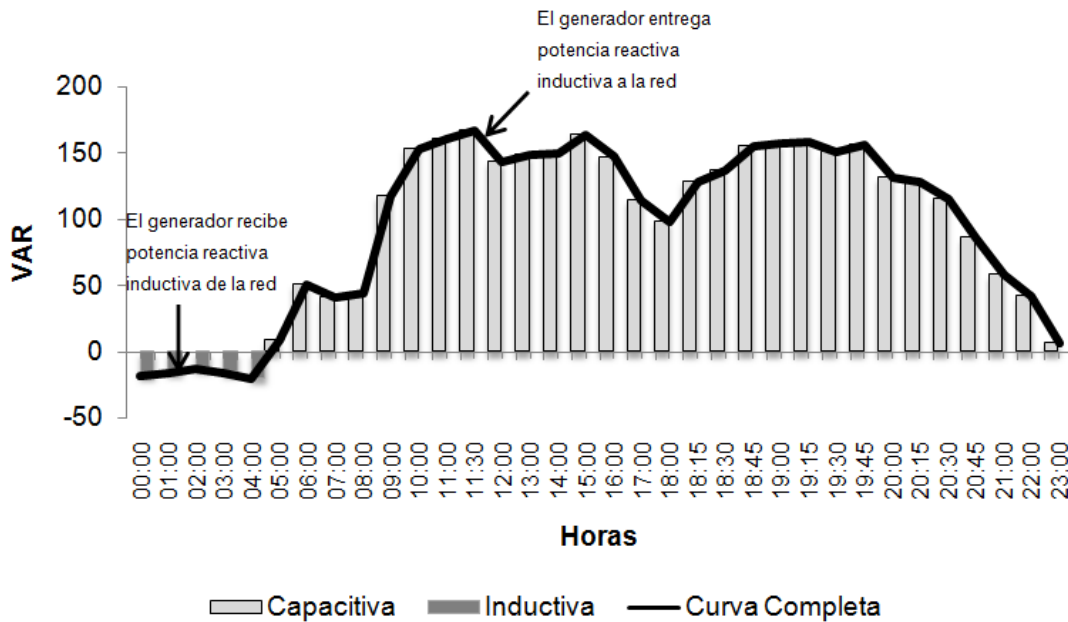
Fuente: Conceptos básicos de planeamiento operativo, seminario I, p. 4-7.

#### 1.2.4. Curva de carga reactiva

La curva de carga reactiva puede ser representada como la curva de carga de potencia activa (figura 8), esta curva representa las necesidades del sistema durante un día típico, en donde la potencia reactiva que los generadores brindan a inicios del día (00:00 horas) es inductiva, lo que significa que las cargas del sistema se encuentran en un estado de bajo consumo y los generadores se encuentran sub-excitados (reciben potencia reactiva inductiva de la red o de un modo equivalente la potencia reactiva suministrada por el generador es capacitiva).

Mientras las horas del día transcurren, los generadores cambian de estar subexcitados a sobreexcitados (entregan potencia reactiva inductiva a la red o de un modo equivalente el generador recibe potencia capacitiva de la red) esto se debe al aumento gradual de las cargas dentro del sistema, llegando a un pico de energía, hasta el momento que las cargas nuevamente disminuyan y se repita el ciclo.

Figura 14. **Diagrama de curva de carga reactiva**



Fuente: elaboración propia con datos obtenidos de mediciones del AMM.

### 1.2.5. Caracterización de la demanda

Al hablar sobre la demanda, se puede pensar en la definición de variabilidad, la cual según el diccionario de la Real Academia Española se define como “cualidad de variable”<sup>4</sup>.

Por ser un energético no almacenable (al menos en escalas industriales), la energía eléctrica debe ser producida al mismo tiempo en que ocurre la solicitud del consumo. Como normalmente no es política de las empresas de electricidad rechazar solicitudes de los consumidores conectados a la red (como ocurre, por ejemplo, en las compañías de teléfono o de transporte), la forma del consumo de la energía eléctrica es determinada básicamente por la voluntad del consumidor, que se refleja de forma casi instantánea en las centrales eléctricas.

De esta manera, la decisión agregada de los usuarios, de consumir o no energía eléctrica, es lo que determina, a cada instante, la demanda. Esta decisión puede ser influida por las empresas de energía eléctrica, por medio de factores económicos, temporales, climáticos o efectos aleatorios tal como se puede observar en los apartados 1.2.6.1 al 1.2.6.4, en lo que se ha convenido llamar administración de la demanda (*demand side management*).

Por esto, es necesario considerar, en los modelos de la demanda; las posibilidades efectivas de gestión de la misma, en las proyecciones de la curva de carga a mediano y largo plazo.

---

<sup>4</sup> <http://lema.rae.es/drae/?val=variabilidad>. Consulta: marzo de 2012.

En otras palabras, una extrapolación simple de las tendencias históricas puede conducir a errores importantes en la forma y en el monto de consumo, cuando el planeamiento considera alguna intervención (administración de carga o conservación de energía) sobre la demanda como una alternativa válida para la expansión de la capacidad de generación.

Como la carga de un sistema es la suma de todas las demandas individuales en todos los nodos de un sistema de potencia, el patrón de consumo colectivo podría, en principio, ser determinado si se tuviera el conocimiento de cada patrón de consumo individual. Sin embargo, el patrón de consumo o de uso de una carga individual (equipo) o usuario, es muy variable y prácticamente imprevisible. Además, existe también una gran variabilidad de patrones de uso en el área de servicio de una empresa eléctrica. Estos factores en conjunto hacen imposible proyectar los niveles de demanda del sistema a través de una extrapolación de los patrones de consumo individuales.

Afortunadamente, la suma de las cargas individuales tiene como efecto una forma de consumo que puede ser estadísticamente proyectada.

El comportamiento de esta carga total, a su vez, es influenciado por diversos factores, los cuales pueden ser clasificados bajo los conceptos siguientes:

- Factores económicos
- Factores temporales
- Factores climáticos
- Efectos aleatorios

#### **1.2.5.1. Factores económicos**

Las condiciones económicas de región o país, bajo las cuales la empresa de electricidad actúa, tiene un claro efecto sobre los patrones de consumo de la electricidad. Factores tales como: la demografía del área de servicio, niveles de la actividad industrial, cambios en las actividades agrícolas, la naturaleza y los niveles de penetración/saturación de los equipos electrodomésticos, las transformaciones de los regímenes tarifarios, y más que todo, las tendencias de la economía tienen impactos significativos sobre el crecimiento o declive de la demanda. Además, programas a iniciativa de la propia empresa, tales como cambios tarifarios y programas de conservación de la energía, también tienen influencia sobre la demanda.

#### **1.2.5.2. Factores temporales**

Los tres principales factores temporales: la estacionalidad mensual, el ciclo semanal, y los feriados religiosos o legales: tienen papel importante en la conformación de los ciclos de carga. Las variaciones estacionales determinan si la empresa eléctrica tiene su pico de carga en el invierno o el verano, por ejemplo. A su vez, la forma de consumo sufre transformaciones graduales en consecuencia de variaciones estacionales, tales como el cambio en el número de horas de insolación o de la temperatura.

Por otro lado, hay eventos estacionales que causan cambios bruscos en los patrones de consumo de la electricidad, tales como: la entrada y la salida de regímenes de ahorro de energía (horario de verano), cambios en las estructura tarifaria, el inicio del período de clases, así como las reducciones en las actividades debido a los períodos de vacaciones (el intervalo entre Navidad y Año Nuevo, por ejemplo).



### **1.2.5.3. Factores climáticos**

Las condiciones meteorológicas son responsables de grandes variaciones en los patrones de carga. Esto se debe al hecho de que la mayoría de las grandes empresas que consumen energía eléctrica son sensibles a la temperatura, tales como: calentamiento ambiental, aire acondicionado y el riego, en las áreas agrícolas.

En muchos sistemas del mundo, la temperatura es la variable climática más importante por sus efectos sobre la carga (por ejemplo el caso de México, donde en un día laboral la hora de mayor temperatura ambiental causa que los sistemas de aire acondicionado en las empresas entren a funcionar). De hecho, en un día dado, la desviación de la temperatura de sus valores normales puede causar variaciones de gran monto en la demanda, de modo que se necesite hacer cambios en la programación de la generación. Además las temperaturas pasadas también afectan el perfil de la demanda. Esto ocurre, por ejemplo, cuando hay una secuencia de días muy calientes, causando sobrecalentamiento en las construcciones, a punto de producir un nuevo pico de carga en el sistema.

### **1.2.5.4. Disturbios aleatorios**

Bajo este concepto, se clasifica una gran variedad de eventos aleatorios en la curva de carga, que no pueden ser explicados en términos de los factores previamente analizados. Un sistema de potencia está continuamente sujeto de perturbaciones aleatorias, a raíz del hecho que la carga es en realidad un agregado de las diversas demandas individuales. Además del gran número de perturbaciones de pequeño monto, hay grandes cargas (hornos a arco, por ejemplo) cuya operación puede causar grandes variaciones en la forma de la curva de carga.

Una vez que las horas de operación de estos equipamientos no son conocidas por los operadores del sistema, representan perturbaciones imprevisibles y de gran monto. Otras fuentes de perturbaciones aleatorias son: huelgas generalizadas, desconexión de grandes instalaciones industriales, y programas de televisión especiales, cuya ocurrencia es conocida *a priori*, más cuyos efectos sobre la demanda son inciertos.

### **1.3. Planes de expansión**

El Plan de Expansión del Sistema de Transporte (PET) tiene como objetivo general, satisfacer las necesidades del SNI en cuanto al transporte de energía eléctrica en todo el territorio guatemalteco. Actualmente se han elaborado dos planes de expansión a la fecha, los cuales son: PET-2008-2018 y el PET-2012-2021.

#### **1.3.1. PET-2008-2018**

En este plan se identificaron los puntos críticos en el sistema y se plantearon proyectos nuevos de líneas de transmisión, subestaciones y sus respectivos equipos. El PET constituye el medio más efectivo para aumentar la cobertura de electricidad en Guatemala.

Las obras que conforman el PET se encuentran distribuidas en cinco anillos:

- Metropacífico
- Hidráulico
- Atlántico
- Oriental
- Occidental

Tabla IV. **Detalle de las obras del PET 2008-2018**

Lote	Subestaciones		Líneas
	Nuevas	Ampliaciones	Nombre
<b>A</b>	Lo de Reyes 230 kV	Palín 69 kV	Lo de Reyes- Guatemala oeste
	Guatemala oeste 230/69 kV		Guatemala oeste- Las Cruces
	Las Cruces 230 kV		Las Cruces - Palín
	Palín 230/69 kV		Palín - Pacífico
	Pacífico 230 kV		
	La Vega II 230 kV		
<b>B</b>	San Juan Ixcoy 230 kV	Covadonga 230 kV	Covadonga – Uspantán
	Santa Eulalia 230 kV	Huehuetenango II 230/138 kV	San Juan Ixcoy – Covadonga
		Uspantán 230 kV	Santa Eulalia – San Juan de Ixcoy
		La Esperanza 230 kV	Santa Eulalia– Huehuetenango II
			Huehuetenango II – Esperanza
<b>C</b>	La Ruidosa 230/69 kV	Panaluya 230 kV	La Ruidosa – Panaluya
		La Ruidosa 69 kV	
<b>D</b>	El Estor 230/69 kV	El Estor 69 kV	Táctic – El Estor
		Táctic 230 kV	El Estor – La Ruidosa

Continuación de la tabla IV.

Lote	Subestaciones		Líneas
	Nuevas	Ampliaciones	Nombre
E	El Rancho 230/69 kV	El Rancho 69 kV	Chixoy II - El Rancho
		Chixoy II 230 kV	
F	Sololá 230/69 kV	Guate Sur 230 kV	Guatemala Sur – Las Cruces
			Las Cruces – Sololá
			Sololá – La Esperanza

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Planes de Expansión.

### 1.3.2. PET-2012-2021

Este plan de expansión del sistema de transporte 2012-2021, es el más reciente plan aprobado por el Ministerio de Energía y Minas (MEM), éste tiene como principales objetivos el aumento del índice de electrificación del SNI del 82,7 por ciento al 90 por ciento en el 2015 y del 90 por ciento al 95 por ciento en el 2021, por medio de la ampliación de la cobertura de las redes de transmisión.

El aumento del índice de electrificación entre 80 por ciento y 85 por ciento en el 2015, de los departamentos que actualmente tienen la menor cobertura de electricidad, como lo son Alta Verapaz, Petén, Quiché, Baja Verapaz e Izabal, aumento de la confiabilidad, calidad y seguridad del suministro de energía eléctrica por medio de refuerzos en las redes de transmisión existentes que resulten en una mejora de los índices de calidad en la red de distribución y los mismos se encuentren dentro de los estándares definidos por la CNEE y finalmente, incentivar la instalación de nueva demanda de energía eléctrica de proyectos industriales durante el período 2012-2021<sup>5</sup>.

De acuerdo con el informe del índice de cobertura eléctrica del Ministerio de Energía y Minas, en la actualidad Guatemala cuenta con un índice de electrificación del 82,7 por ciento, como se puede observar en la tabla V, lo que significa que de los 3 062 218,00 hogares censados, hacia diciembre del 2010, solamente 2 532 118,00 contaron con acceso al servicio de energía eléctrica.

Tabla V. **Indicadores generales del subsector eléctrico guatemalteco**

<b>Departamento</b>	<b>Hogares</b>	<b>Usuarios</b>	<b>Índice</b>
Alta Verapaz	185 791	63 867	34,40%
Petén	108 110	55 581	51,40%
Baja Verapaz	58 222	39 876	68,50%
Quiché	160 998	112 666	70,00%
Izabal	79 115	58 243	73,60%
Escuintla	171 039	132 522	77,50%

---

<sup>5</sup> Comisión Nacional de Energía Eléctrica. “Perspectivas de los Planes de Expansión”. Enero de 2012, p. 44.

Continuación de la tabla V.

<b>Departamento</b>	<b>Hogares</b>	<b>Usuarios</b>	<b>Índice</b>
Chiquimula	79 327	61 549	77,60%
Suchitepéquez	104 337	82 650	79,20%
Chimaltenango	118 549	99 156	83,60%
Zacapa	59 118	49 706	84,10%
Jutiapa	103 726	87 552	84,40%
Retalhuleu	63 380	53 483	84,40%
Jalapa	57 804	49 235	85,20%
Huehuetenango	191 868	164 056	85,50%
San Marcos	186 118	160 431	86,20%
Santa Rosa	79 553	68 544	86,20%
Totonicapán	88 170	79 358	90,00%
El Progreso	39 501	35 790	90,60%
Sololá	74 470	67 978	91,30%
Quetzaltenango	181 126	168 716	93,10%
Sacatepéquez	72 125	69 092	95,80%
Guatemala	799 771	772 067	96,50%
<b>Índice de Electrificación Nacional</b>	<b>3 062 219</b>	<b>2 532 118</b>	<b>82,70%</b>

Fuente: Estadísticas Energéticas del Subsector Eléctrico, 2010, MEM.

El PET 2012-2021, identifica ocho áreas geográficas que abarcan todo el territorio nacional, que se enumeran a continuación:

- Área Zona Reina
- Área Noroccidente
- Área Suroccidente
- Área Sur
- Área Suroriente
- Área Nororiente
- Área Petén
- Área Metropolitana

Tabla VI. **Detalle de las obras del PET 2012-2021**

Área	Subestaciones		Líneas
	Nuevas	Ampliaciones	Nombre
Zona Reina	Sacapulas 69 kV	Uspantán 230/69 kV	Uspantán - Sacapulas
	Chicamán 69 kV		Uspantán - Chicamán

Continuación de la tabla VI.

Área	Subestaciones		Líneas
	Nuevas	Ampliaciones	Nombre
Noroccidente	Camojá 69 kV	Barillas 69 kV	Camojá - Jacaltenango
	Jacaltenango 69 kV	San Juan Ixcoy 230/69 kV	Jacaltenango - San Sebastián Coatán
	San Sebastián Coatán 69 kV	San Marcos 69 kV	Barillas - San Juan Ixcoy
	Cuilco 69 kV	Tacaná 69 kV	Barillas - San Sebastián Coatán
	Cabricán 69 kV	Huehuetenango II 230/138 kV	Tacaná - Cuilco
	San Marcos 2 230/69 kV		Huehuetenango II - San Marcos 2
			San Marcos - San Marcos 2
			San Marcos 2 - Cabricán
Suroccidente	San Rafael Pie de la Cuesta 69 kV	Santa María 230/69 kV	Coatepeque - Santa Fé
	Coatepeque 2 69 kV	Coatepeque 69 kV	Coatepeque - Coatepeque 2
	Santa Fé 69 kV	Mazatenango 69 kV	Mazatenango - Mazatenango 2
	Mazatenango 2 69 kV	Quiché 69 kV	Mazatenango 2 - Santo Tomás la Unión
	Santo Tomás la Unión 69 kV	Alaska 69 kV	Quiché - Santa Lucia la Reforma
	Salcajá 69 kV		
	Los Encuentros 69 kV		
	Santa Lucia la Reforma 69 kV		
	Chimaltenango 230/69 kV		



Continuación de la tabla VI.

Área	Subestaciones		Líneas
	Nuevas	Ampliaciones	Nombre
Sur	Pantaleón 230 kV	Siquinalá 230 kV	Siquinalá - Pantaleón
	Madre Tierra 230 kV	Magdalena 230 kV	Pantaleón - Madre Tierra
	La Unión 230 kV	Pacífico 230 kV	Madre Tierra - La Unión
	Santa Ana 230 kV		Magdalena - La Unión
			Magdalena - Santa Ana
			Magdalena - Pacífico
			Pacífico - Santa Ana
Suroriental	Barberena 69 kV	La Vega II 230/69 kV	La Vega II - Barberena
	Santa Rosa de Lima 69 kV	San Rafael las Flores 69 kV	Barberena - Santa Rosa de Lima
	Guanagazapa 138 kV	Iztapa 69 kV	San Rafael las Flores - Santa Rosa de Lima
	Pasaco 138 kV	Río Grande 69 kV	Iztapa - Taxisco
	Taxisco 69 kV	Jalapa 69 kV	Usumatlán - Cabañas
	Cabañas 69 kV	Usumatlán 69 kV	Río Grande - Camotán
	Esquipulas 69 kV	Quetzaltepeque 69 kV	Quetzaltepeque - Esquipulas
	Asunción Mita 69 kV	Progreso 69 kV	Progreso - Asunción Mita
	Camotán 69 kV		Jalapa - Río Grande

Continuación de la tabla VI.

Área	Subestaciones		Líneas
	Nuevas	Ampliaciones	Nombre
Nororiente	Rabinal 69 kV	Salamá 69 kV	Salamá - Rabinal
	San Pedro Carchá 69 kV	Cobán 69 kV	Cobán - San Pedro Carchá
	Fray Bartolomé de las Casas 69 kV	Chisec 69 kV	Chisec - Fray Bartolomé de las Casas
	Los Amates 69 kV	La Ruidosa 230/69 kV	La Ruidosa - Puerto Barrios
	Puerto Barrios 230 kV	Puerto Barrios 69 kV	Puerto Barrios - Puerto Santo Tomás de Castilla
	Puerto Santo Tomás de Castilla 69 kV		
Petén	La Libertad 69 kV	Sayaxché 69 kV	Sayaxché - La Libertad
	Melchor de Mencos 69 kV	Santa Elena Petén 69 kV	Santa Elena Petén - Melchor de Mencos
Metropolitana		Incienso 230/69 kV	Guatemala Oeste - Incienso

Fuente: Acuerdo Ministerial 006-2012.



## 2. ANÁLISIS DE ESTADO ESTABLE

### 2.1. Teoría de cálculos de flujo de potencia

El estudio de flujos de carga o flujos de potencia, como se le llama también a menudo, está ligado tanto a la evolución de los sistemas eléctricos, como a la evolución de las computadoras digitales. Antes de los años 40, la cantidad de interconexiones en los sistemas eléctricos era muy simple y reducida, y estos sistemas eran predominantemente radiales. Lo que daba como resultado que los procesos de cálculo fueran relativamente sencillos, al menos se podían realizar sin recurrir a grandes recursos de cálculo. Sin embargo una vez que se hicieron posibles las interconexiones y las ampliaciones de la red existente, la complejidad de los sistemas eléctricos fue creciendo, y los estudios requeridos más demandantes.

La evolución de los sistemas eléctricos coincidió con el advenimiento de la computadora digital. La primera mención de la computadora en el estudio de flujos de potencia se remonta a 1947 y se relaciona con el artículo titulado *Machine computations of power network performance*, AIEE Transactions, vol. 66, escrito por L.A. Dunstan. Sin embargo, el crédito por la formulación del problema con una orientación adecuada para su programación en computadora digital, se concede, generalmente, a J. Ward y H. Hale, quienes escribieron el artículo *Digital computer solution of power flow problems* en el AIEE (*American Institute of Electrical Engineers*) Transactions, vol. 75, 1956.

El problema conocido como flujo de potencia, consiste en obtener las condiciones de operación en régimen permanente de un sistema de energía eléctrica. Más concretamente, dados los consumos y la potencia generada en cada nodo, se trata de encontrar las tensiones en los nodos y los flujos de potencia por medio de las líneas de transmisión y transformadores del sistema.

Sin duda alguna, la rutina del flujo de potencia, es una de las más empleadas por los ingenieros involucrados en la explotación y planificación de los sistemas de potencia, bien como aplicación independiente o como subrutina de aplicaciones más complejas tales como estabilidad transitoria, colapso de tensiones, problemas de optimización, simuladores de entrenamiento, etc.

En la operación diaria, el estudio de los flujos de carga constituye la base del análisis de seguridad del sistema. Esta herramienta se ejecuta periódicamente para identificar posibles problemas de sobrecargas o tensiones inaceptables, como consecuencia de la evolución de la carga, o cuando ocurre algún cambio brusco, sea este inesperado o causado en la topología de la red.

En la planificación, se permite simular el estado en que se encontrarían los distintos escenarios que se están analizando ante una demanda estimada.

El flujo de potencia consta básicamente de dos etapas: la primera y más decisiva consiste en obtener las tensiones complejas en todos los nodos eléctricos.

Para calcular las tensiones complejas en los nodos del sistema, no es posible utilizar herramientas convencionales de análisis de circuitos lineales (lo anterior se observara en el apartado 2.2), porque las restricciones de contorno no se especifican en términos de impedancias (cargas) y fuentes de tensión (generadores) sino de potencias, lo cual conduce a un sistema no lineal de ecuaciones. La segunda etapa consiste simplemente en el cálculo de todas las magnitudes de interés, como flujos de potencia activa y reactiva, pérdidas, etc. lo que es inmediato.

Los estudios de flujos de carga son de gran importancia en la planeación y diseño de la expansión futura de los sistemas de potencia, así como también en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes.

El constante crecimiento y mantenimiento de las redes eléctricas, debe ser periódicamente evaluado mediante estudios que reflejen las condiciones de operación ante cualquier tipo de modificación, sea por crecimiento como por la toma de acciones correctivas en la red existente. Toda red eléctrica es operada por un agente que vela por la seguridad y eficiencia en su funcionamiento, este agente es responsable de mantener actualizada la base de datos utilizada en los estudios de flujo de potencia, en el caso de Guatemala, éste agente es el Administrador del Mercado Mayorista (AMM).

Los estudios de flujo de potencia, se basan en un modelo matemático en el cual sus variables son tratadas con métodos numéricos iterativos ampliamente utilizados en ingeniería, existe una increíble diversidad de programas computacionales algunos comerciales (NEPLAN®, PowerWorld, PSS de Siemes, Psaf, etc.) otros gratuitos que constituyen una valiosa herramienta en la solución del típico problema de flujo de potencia.

Entender la forma de operación individual de todos los elementos que conforman un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es vital para establecer los principios que rigen su adecuada operación y control. El estado más importante de operación de un SEP, es en estado simétrico estacionario, lo anterior se refiere a conocer todas las variables que intervienen en el modelo justo en el momento en el que el SEP, opera en régimen permanente (los estudios dinámicos están fuera del alcance del presente trabajo).

La principal función de un SEP, es proveer la potencia real y reactiva para satisfacer la demanda de las cargas conectadas al sistema, simultáneamente la frecuencia y los voltajes de todas las barras deben mantener la tolerancia de sus valores de operación, todo esto a pesar de que estas cargas experimenten cambios imprevisibles.

Como se verá adelante, se puede convenientemente dividir la operación de un SEP en estado estacionario en tres áreas:

- Modelo de SEP y flujo de potencia
- Estrategia de despacho óptimo de generadores
- Control del SEP

El alcance del presente trabajo, se encuentra únicamente enfocado al primer punto, se dejan los restantes para otros estudios.

Para poder entender y resolver el problema del flujo de potencia, es importante modelar el comportamiento de todos los elementos que conforman un SEP. Este modelo debe ser compacto a manera de englobar todas las variables eléctricas relacionadas, pero ser capaz de soportar todos aquellos casos especiales que lo representen.

### **2.1.1. Modelo de la admitancia e impedancia de red**

Un SEP cubre una gran área geográfica e incluye un gran número y variedad de componentes. El objetivo se concentrará en la representación de estos componentes cuando se interconectan para formar una red que constituirán el modelo del SEP. En el análisis de los sistemas a gran escala, el modelo toma la forma de una matriz de la red, cuyos elementos son determinados por los parámetros seleccionados, esta matriz puede representarse ya sea por admitancias o impedancias.

La matriz de admitancia, es empleada para establecer el comportamiento en estado estable de los componentes que conforman un sistema de potencia y se basa en el análisis nodal de las ecuaciones de la red; esta matriz es utilizada en el estudio de flujos de potencia y de análisis de fallas.

Lo anterior es de gran ayuda, ya que el modelo no requiere ni provee información en relación con la forma en que se interconectan los componentes para formar la red. La matriz de admitancias o impedancias de barra dan el comportamiento en estado estable de todos los componentes que actúan juntos para formar el sistema, y se basa en el análisis nodal de las ecuaciones de red que se verá adelante, comúnmente estos modelos son llamados  $Y_{barra}$  y  $Z_{barra}$  respectivamente.

### **2.1.2. Modelo del flujo de potencia**

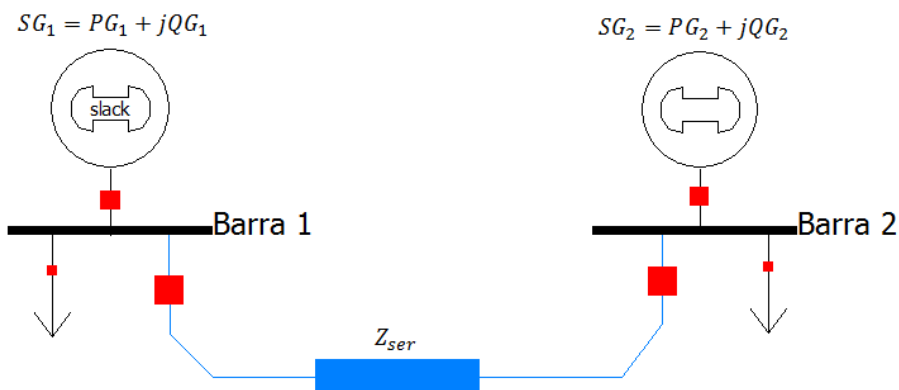
Para entender las características esenciales del modelo del flujo de potencia se analiza y discute el sistema simple de dos barras mostrado en la figura 15.



En este sistema cada barra es alimentada por generadores síncronos que inyectan potencias  $SG_1$  y  $SG_2$  respectivamente, por otro lado las barras alimentan cargas cuyas cantidades vienen representadas por  $SD_1$  y  $SD_2$  respectivamente.

Un sistema eléctrico de potencia se compone de varios elementos, barras o nodos, generadores, transformadores, líneas de transmisión, cargas y elementos de compensación de potencia, en la figura 15 se puede observar un ejemplo de un sistema eléctrico de 2 barras.

Figura 15. **Ejemplo de un sistema eléctrico de potencia**



Fuente: elaboración propia.

Las dos barras están interconectadas por medio de una línea de transmisión caracterizada por una impedancia serie  $Z_{SER}$ , y dos admitancias paralelo  $Y_{SH}$  cuya función es transferir cualquier exceso de potencia en uno u otro lado ante cualquier cambio de carga, los voltajes de barra son representados por medio de  $V_1$  y  $V_2$  respectivamente.

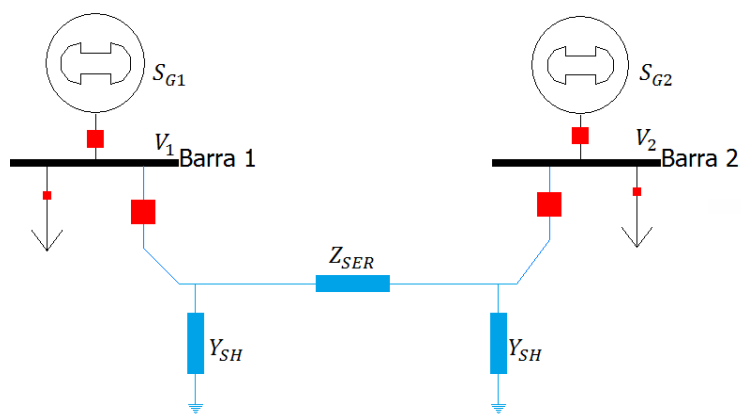
Se inicia el análisis encontrando la potencia neta de cada barra mediante la sustracción de las potencias generadas  $SG_1$  y  $SG_2$  y las potencias demandadas  $SD_1$  y  $SD_2$  que se llamarán  $S_1$  y  $S_2$  respectivamente. Para el modelo tratado se tiene:

Donde:

- $P_D$ = Potencia activa demandada
- $P_G$ = Potencia activa generada
- $Q_D$ = Potencia reactiva demandada
- $Q_G$ = Potencia reactiva generada
- $S$ = Potencia aparente neta

En la figura 16, se muestra el sistema una vez incluido el modelo de la línea de transmisión.

Figura 16. **Ejemplo de un sistema de potencia de dos barras con modelo de línea**

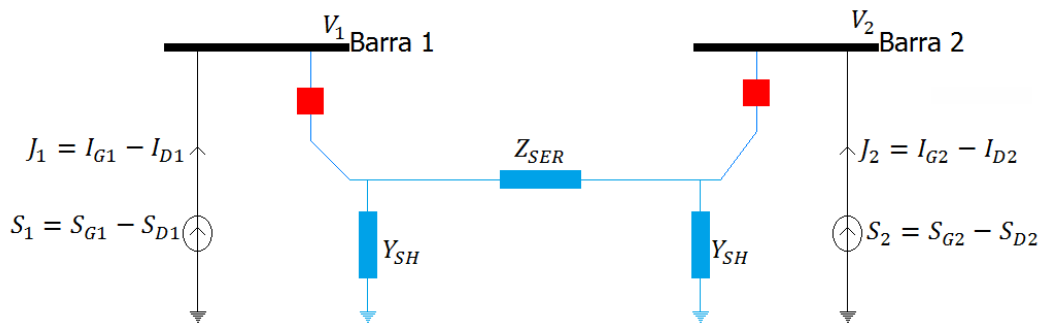


Fuente: elaboración propia.

Es importante citar que las reactancias en paralelo  $Y_{SH}$  forman parte del modelo de la línea, lo cual se encuentra dentro del plano imaginario de la red, por ello únicamente la corriente que circula por la impedancia  $Z_{SER}$  es mensurable, las reactancias en paralelo denotan el efecto capacitivo que se forma en líneas típicas de transmisión largas.

La figura 17 representa una simplificación de la red, una vez hechas las asunciones de la potencia neta en cada barra, la manera de representar la potencia neta y la corriente que fluye a cada barra, se hace mediante la sustracción de las corrientes generada y demandada.

Figura 17. **Ejemplo de un sistema de potencia de dos barras con modelo de potencia neta**



Fuente: elaboración propia.

### 2.1.3. Modelo matemático ecuaciones de flujo de potencia

Una vez definido el sistema físico a utilizar como modelo para solucionar el problema de flujo de potencia, se analiza el correspondiente modelo matemático que el mismo representa.

Un SEP debe ser capaz de mantener un balance adecuado entre potencias, voltajes y frecuencias. Para la barra 1 la corriente inyectada debe ser igual que la corriente que fluye por la línea de transmisión, de manera que:

$$\frac{S_1^*}{V_1^*} = V_1 Y_{SH} + \frac{V_1 - V_2}{Z_{SER}} \quad (\text{ec. 2.3})$$

$$\frac{S_2^*}{V_2^*} = V_2 Y_{SH} + \frac{V_2 - V_1}{Z_{SER}} \quad (\text{ec. 2.4})$$

Como se dijo antes, la reactancia  $Y_{SH}$  es puramente capacitiva, de ahí:

$$Y_{SH} = \frac{j}{X_C} \quad (\text{ec. 2.5})$$

En la ecuación 2.5, el valor de  $X_C$  es la reactancia capacitiva de media línea, la impedancia serie y el factor de pérdidas son equivalentes a:

$$Z_{SER} = R - jX_L \quad \text{y} \quad \alpha = \frac{R}{X_L} \quad (\text{ec. 2.6})$$

Las pérdidas en la línea de transmisión, pueden ser consideradas como pequeñas, usualmente  $R$  es mucho menor que  $X_L$  de ahí que  $\alpha$  sea mucho menor que 1, con esta asunción se puede considerar que:

$$Z_{SER} \approx X_L e^{j(\frac{\pi}{2}\alpha)} \quad (\text{ec. 2.7})$$

Los voltajes de barra  $V_1$  y  $V_2$  se caracterizan por su magnitud y fase, por ello pueden ser definidos como:

$$V_1 = |V_1|e^{j\delta_1} \quad (\text{ec. 2.8})$$

$$V_2 = |V_2|e^{j\delta_2} \quad (\text{ec. 2.9})$$

Con la sustitución de las ecuaciones 2.1, 2.2, 2.5, 2.7, 2.8 y 2.9 en las ecuaciones complejas 2.3 y 2.4, luego haciendo la separación de las partes reales e imaginarias, se obtienen las ecuaciones básicas del modelo matemático del flujo de potencia, en condiciones estáticas.

$$P_{G1} - P_{D1} - \frac{|V_1|^2}{X_L} \text{sen}(\alpha) + \frac{|V_1||V_2|}{X_L} \text{sen}[\alpha - (\delta_1 - \delta_2)] = 0 \quad (\text{ec. 2.10})$$

$$P_{G2} - P_{D2} - \frac{|V_2|^2}{X_L} \text{sen}(\alpha) + \frac{|V_1||V_2|}{X_L} \text{sen}[\alpha - (\delta_1 - \delta_2)] = 0$$

$$Q_{G1} - Q_{D1} + \frac{|V_1|^2}{X_C} - \frac{|V_1|^2}{X_L} \cos(\alpha) + \frac{|V_1||V_2|}{X_L} \cos[\alpha - (\delta_1 - \delta_2)] = 0 \quad (\text{ec. 2.11})$$

$$Q_{G2} - Q_{D2} + \frac{|V_2|^2}{X_C} - \frac{|V_2|^2}{X_L} \cos(\alpha) + \frac{|V_1||V_2|}{X_L} \cos[\alpha - (\delta_1 - \delta_2)] = 0$$

De acuerdo con el modelo matemático anteriormente definido, puede establecerse la existencia de doce variables.

### 2.1.3.1. Características de las ecuaciones del modelo de flujo de potencia

Las ecuaciones son algebraicas debido a que representan un modelo en condiciones estáticas, o bien dicho de otra manera, se considera que el sistema está trabajando en régimen permanente.

Además de lo anterior las ecuaciones son no lineales. Para poder obtener soluciones se debe recurrir a la aplicación de métodos numéricos.

Usualmente, en redes eléctricas se analizan voltajes y corrientes, sin embargo en las ecuaciones del modelo de flujo de potencia se analizan voltajes y potencias.

El análisis de las ecuaciones del modelo de flujo de potencia requiere el tratamiento de la frecuencia como un parámetro constante, ya que las reactancias del modelo dependen de dichas ecuaciones.

El balance de potencia activa en el modelo, puede ser demostrado en términos matemáticos mediante la adición de las dos primeras ecuaciones de 2.10 y 2.11:

$$P_{G1} + P_{G2} = P_{D1} + P_{D2} + \frac{\text{sen}(\alpha)}{X_L} [|V_1|^2 + |V_2|^2 - 2|V_1||V_2|\cos(\delta_1 - \delta_2)]$$

(ec. 2.12)

La ecuación anterior representa que la suma de toda la potencia generada en el sistema, es igual a toda la potencia demandada más las pérdidas activas, nótese que el término de pérdidas desaparece si el factor de pérdidas  $\alpha$  es cero, usualmente  $\alpha$  es pequeño y representa un pequeño porcentaje de la demanda del sistema.

El balance de potencia reactiva puede ser similarmente demostrado sumando las dos últimas ecuaciones en 2.11 respectivamente.

$$Q_{G1} + Q_{G2} = Q_{D1} + Q_{D2} + \frac{\cos(\alpha)}{X_L} [ |V_1|^2 + |V_2|^2 - 2|V_1||V_2|\cos(\delta_1 - \delta_2) ] - \frac{|V_1|^2 - |V_2|^2}{X_C}$$

(ec. 2.13)

El tercer término en la ecuación 2.13, representa las pérdidas reactivas, mientras que el cuarto; la potencia reactiva generada en la línea, es importante notar que el signo de este término es negativo.

Los términos correspondientes a las pérdidas tanto activas como reactivas en el sistema son función únicamente de los voltajes de barra, en efecto se puede escribir:

$$P_L = P_L(|V_1|, |V_2|, \delta_1, \delta_2) \text{ y } Q_L = Q_L(|V_1|, |V_2|, \delta_1, \delta_2) \text{ (ec. 2.14)}$$

En las ecuaciones del modelo de flujo de potencia, los ángulos  $\delta_1$  y  $\delta_2$  aparecen como la diferencia  $\delta_1 - \delta_2$ .

Las ecuaciones del modelo de flujo de potencia contienen doce variables (excluyendo la frecuencia que se encuentra implícita). En consecuencia no es posible obtener una solución adecuada, se debe, de hecho, reducir el número de incógnitas de las doce variables a cuatro que corresponde al número de ecuaciones del modelo, para tal fin se especifican ocho de las doce variables y entonces las cuatro restantes pueden ser resueltas.

Las variables del modelo de ecuaciones no lineales, pueden ser resueltas usando métodos numéricos, tal como el de Gauss – Seidel o Newton – Raphson.

#### **2.1.3.2. Clasificación de las variables del sistema**

Las últimas observaciones referentes a la naturaleza del modelo matemático del flujo de potencia, dan una alta familiaridad con el fenómeno analizado, ahora compete conocer la relación de la causa–efecto de la interrelación de todas sus variables. Para este propósito se dividirán las variables en dos grupos naturales.

#### **2.1.3.3. Variables de disturbio**

De las doce variables definidas anteriormente, las potencias activa y reactiva demandadas son fijadas por los clientes que hacen uso de la red eléctrica, por ello se considera que son independientes o dicho de otra manera no tienen efecto en el control del sistema.



Estas variables pueden ser definidas mediante el vector  $\vec{p}$ , como sigue:

$$\vec{p} = \begin{bmatrix} p_1 \\ p_2 \\ p_3 \\ p_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{D1} \\ Q_{D1} \\ P_{D2} \\ Q_{D2} \end{bmatrix} \quad (\text{ec. 2.15})$$

#### 2.1.3.4. Variables de control y variables de estado

Las ocho variables restantes,  $|V_1|$ ,  $|V_2|$ ,  $\delta_1$ ,  $\delta_2$ ,  $P_{G1}$ ,  $P_{G2}$ ,  $Q_{G1}$  y  $Q_{G2}$ , pueden ser fácilmente agrupadas en dos categorías, variables independientes y dependientes, las cuales en la teoría de sistemas de control son llamadas variables de control y variables de estado respectivamente. De las ocho variables citadas anteriormente, las potencias generadas  $P_{G1}$ ,  $P_{G2}$ ,  $Q_{G1}$  y  $Q_{G2}$  constituyen las variables de control.

Como se verá adelante el manejo de  $Q_{G1}$  y  $Q_{G2}$  tiene un gran efecto en las magnitudes de  $|V_1|$  y  $|V_2|$ . El manejo de  $P_{G1}$  y  $P_{G2}$  tiene un efecto similar en  $\delta_1$  y  $\delta_2$ .

Resumiendo, se define  $|V_1|$ ,  $|V_2|$ ,  $\delta_1$  y  $\delta_2$  como las variables de estado, representadas mediante el vector  $\vec{x}$ , así mismo las variables  $P_{G1}$ ,  $P_{G2}$ ,  $Q_{G1}$  y  $Q_{G2}$ , corresponden a las variables de control y se representan mediante el vector  $\vec{u}$  como sigue:

$$\vec{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ x_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_1 \\ |V_1| \\ \delta_2 \\ |V_2| \end{bmatrix} \quad (\text{ec. 2.16})$$

$$\vec{u} = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_3 \\ u_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{G1} \\ Q_{G1} \\ P_{G2} \\ Q_{G2} \end{bmatrix} \quad (\text{ec. 2.17})$$

## 2.2. Algoritmo para la solución de las ecuaciones del modelo de flujo de potencia

Teniendo clasificadas las doce variables de las ecuaciones 2.10 y 2.11, la solución de estas ecuaciones puede llevarse a cabo siguiendo los pasos siguientes:

- Se asume el conocimiento de las variables de disturbio, es decir; la demanda de los clientes que hacen uso de la red, es posible en efecto definir el vector  $\vec{p}$ .
- Se asume el conocimiento de las variables de control especificando las generaciones de cada barra.
- Asumidas las ocho variables anteriores, las cuatro restantes constituyen las incógnitas para cada una de las cuatro ecuaciones que constituyen el modelo matemático de flujo de potencia definidas por las ecuaciones 2.10 y 2.11.

### 2.2.1. Consideraciones de los pasos para el cálculo de flujo de potencia

No se pueden definir las generaciones activa y reactiva en cada barra, debido a que no se conocen las pérdidas  $P_L$  y  $Q_L$  del sistema, de acuerdo con las ecuaciones 2.12 y 2.13. La suma de las variables de control debe ser igual

a las variables de disturbio (demanda) más las pérdidas, en consecuencia no es posible definir las potencias activa y reactiva totales  $P_{G1} + P_{G2}$  y  $Q_{G1} + Q_{G2}$  respectivamente.

Sin embargo, pueden asumirse dos de las potencias generadas, por ejemplo  $P_{G2}$  y  $Q_{G2}$  dejando las dos restantes  $P_{G1}$  y  $Q_{G1}$  como incógnitas.

Las ecuaciones del modelo de flujo de potencia, no permiten obtener soluciones individuales para  $\delta_1$  y  $\delta_2$  sino únicamente para su diferencia  $\delta_1 - \delta_2$ .

### **2.2.2. Especificaciones modificadas para la solución del problema de flujo de potencia**

Como se dijo antes, las ecuaciones del modelo de flujo de potencia no dependen de los valores de  $\delta_1$  y  $\delta_2$ , sino únicamente de su diferencia, es posible por tanto fijar cualquiera sea  $\delta_1$  ó  $\delta_2$  con algún valor arbitrario, regularmente se elige fijar  $\delta_1=0$ , con ello se designa la barra 1 como el fasor de referencia del sistema, con ello se reduce a tres el número de incógnitas ( $|V_1|$ ,  $|V_2|$ ,  $\delta_2$ ). Sin embargo, de acuerdo con lo dicho antes con  $P_{G1}$  y  $Q_{G1}$  ahora se tienen cinco incógnitas y únicamente cuatro ecuaciones.

Para reducir a cuatro el número de incógnitas, se debe fijar cualquiera de los voltajes  $|V_1|$  y  $|V_2|$ , generalmente se fija  $|V_1|$ , al fijar  $|V_1|$  y  $\delta_1$  se designa la barra 1 como la barra de referencia del sistema.

En vista del razonamiento anterior, es posible ahora modificar el proceso de solución de las ecuaciones del modelo de flujo de potencia como sigue:

- Se asumen las variables de demanda como se definió antes.
- Se especifican las potencias generadas en una de las barras, dejando como incógnitas las restantes generaciones, por ejemplo; se especifican  $P_{G2}$  y  $Q_{G2}$  y se dejan  $P_{G1}$  y  $Q_{G1}$  como incógnitas, fijando  $\delta_1 = 0$ .
- Se especifica  $|V_1|$  a un valor inicial, usualmente se ajusta a  $|V_1| = 1$  pu.
- Resolver las ecuaciones para las cuatro incógnitas restantes  $|V_2|$ ,  $\delta_2$ ,  $P_{G1}$  y  $Q_{G1}$ .

Estas cuatro cantidades potencialmente desconocidas, se asocian con cada nodo del sistema, mediante la clasificación de tres tipos de barras en la red. En cada barra se especifican dos de las cuatro cantidades  $|V_2|$ ,  $\delta_2$ ,  $P_{G1}$  y  $Q_{G1}$  luego se calculan las dos restantes. Las cantidades especificadas se seleccionan de acuerdo con el tipo de barra.

### 2.2.2.1. Barras de carga

En cada barra que no tiene generación, llamada barra de carga,  $P_{Gi}$  y  $Q_{Gi}$  son cero y la potencia real  $P_{Di}$  y la reactiva  $Q_{Di}$  que son tomadas del sistema por la carga, se conocen de los registros históricos, de la planeación de cargas o de mediciones (el subíndice  $i$  denota el número de barra del sistema). Con frecuencia en la práctica sólo se conoce la potencia real y la potencia reactiva, se basa en un factor de potencia supuesto tal como 0,85 o mayor. Es frecuente que, a una barra de carga se le llame barra P-Q, porque los valores de potencia activa y reactiva demandada son conocidos.

### **2.2.2.2. Barras de voltaje controlado**

Cualquier barra del sistema en la que se mantiene constante el voltaje, se llama barra de voltaje controlado. En las barras en las que hay un generador conectado, se puede controlar la generación de potencia activa por medio del ajuste de la fuente de energía mecánica y la magnitud del voltaje puede ser controlado al ajustar la excitación del generador. Por lo tanto, en cada barra con generador, se pueden especificar apropiadamente  $P_{Gi}$  y  $|V_i|$ .

La potencia reactiva del generador que se requiere para mantener el voltaje programado  $|V_i|$ , no se puede conocer por anticipado y por ello  $Q_{Gi}$  no puede ser definida.

Por lo tanto, en una barra con un generador, el ángulo del voltaje  $\delta_i$  y la potencia reactiva  $Q_{Gi}$  son las cantidades desconocidas. Una barra de generación generalmente es llamada barra P-V debido a que son estos valores los que se conocen.

### **2.2.2.3. Barra de compensación**

En la barra de compensación, tanto el voltaje como su ángulo de fase son conocidos, por ello, esta barra también es conocida como barra de referencia y efectivamente el ángulo del voltaje de fase de esta barra, sirve de referencia para todas las demás barras del sistema.

La razón por la cual la barra de referencia también es llamada barra de compensación, es porque en esta barra no pueden programarse las potencias activa y reactiva, debido a que ello dependerá de la magnitud de las pérdidas del sistema, una vez conocidas las pérdidas por efecto *Joule* en líneas de transmisión y transformadores de la red, se asigna a la barra de compensación

el valor que compense las pérdidas para mantener el balance entre potencia generada y potencia demandada, por esta razón debe seleccionarse como barra de compensación aquella que posea un generador.

En algunos textos esta barra también es llamada barra *swing*, barra oscilante o barra *slack*. En nuestro sistema la barra de compensación es la que se le asigna a la unidad uno de Chixoy y se puede cambiar según las especificaciones o aplicación del problema.

### 2.2.3. Método de Newton Raphson

El método de Newton Raphson, constituye un método numérico para solucionar sistemas de ecuaciones no lineales.

Este método obtiene sucesivamente nuevos valores mediante aproximaciones de primer orden de las funciones no lineales involucradas.

La expansión en serie de Taylor para una función de dos o más variables, es la base del método de Newton Raphson para resolver el problema de flujos de carga. A manera de ejemplo, considérese una función de dos variables  $f(x, y)$ , la expansión en polinomios de Taylor de esta función en el punto  $(x_0, y_0)$  da:

$$f(x, y) = a + b(x - x_0) + c(y - y_0) + d(x - x_0)^2 + e(x - x_0)(y - y_0) + g(y - y_0)^2 + \dots$$

(ec. 2.18)

Derivando ec. 2.18 parcialmente con respecto a  $x$  se tiene:

$$\frac{\partial}{\partial x} f(x,y) = f_x(x,y) = b + 2(x - x_0)d + e(y - y_0) + \dots$$

(ec. 2.19)

Esto con  $b = f_x(x_0, y_0)$

De manera similar derivando implícitamente ec. 2.18 para calcular las constantes  $c, d, e, f$  y  $g$ , se tiene:

$$c = f_y(x_0, y_0)$$

$$d = \frac{1}{2} \frac{\partial^2}{\partial x^2} f(x_0, y_0) = \frac{1}{2} f_{xx}(x_0, y_0)$$

$$e = \frac{\partial^2}{\partial x \partial y} f(x_0, y_0) = f_{xy}(x_0, y_0) \quad (\text{ec. 2.19})$$

$$f = \frac{1}{2} \frac{\partial^2}{\partial y^2} f(x_0, y_0) = \frac{1}{2} f_{yy}(x_0, y_0)$$

Lo que conduce a la expresión siguiente:

$$f(x,y) = f(x_0, y_0) + f_x(x_0, y_0)[(x - x_0)] + f_y(x_0, y_0)[(y - y_0)] + \dots$$

$$\dots \frac{1}{2!} \{ f_{xx}(x_0, y_0)[(x - x_0)]^2 + f_{xy}(x_0, y_0)[(x - x_0)][(y - y_0)] + f_{yy}(x_0, y_0)[(y - y_0)]^2 \}$$

(ec. 2.20)

La expresión 2.20, es la forma general de la expansión del polinomio de Taylor para una función de dos variables. Sin embargo, para poder aplicar el proceso iterativo de Newton Raphson, se analizará la expansión para una variable:

$$f(x) = f(a) + f'(a)(x - a) + \dots \quad (\text{ec. 2.21})$$

Si se expande  $f(\lambda)$ , donde  $\lambda$  es la solución de la ecuación  $f(x)=0$ ; con  $0 < x_0$  como un punto cercano a  $\lambda$ , entonces basados en 2.21 con respecto a  $x_0$  se puede decir que:

$$f(\lambda) = f(x_0) + f'(x_0)(\lambda - x_0) + \dots \quad (\text{ec. 2.22})$$

En el lado derecho de la ecuación 2.22 no se puede utilizar  $\lambda$  ya que es la solución del polinomio  $f(x)$  que se desea conocer, por ello se debe utilizar una aproximación adecuada al punto  $\lambda$  y que se encuentre tan cercana a  $x_0$ , como sea posible, se denominará a este punto  $x_1$ , entonces se tiene:

$$f(\lambda) = 0 = f(x_0) + f'(x_0)(x_1 - x_0) \quad (\text{ec. 2.23})$$

Resolviendo  $x_1$  se tiene:

$$x_1 = x_0 - \frac{f(x_0)}{f'(x_0)} \quad (\text{ec. 2.24})$$

La expresión anterior se puede expresar de la siguiente forma:

$$f'(x_0) \cdot \Delta x = f(x), \text{ donde } \Delta x = x_0 - x_1 \quad (\text{ec. 2.25})$$

Tal como se puede observar, todas las ecuaciones conducen a un método iterativo que denota el proceso del método Newton Raphson. Generalizando para el caso de varias variables y en forma matricial, se tiene:



$$\begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{bmatrix} \quad (\text{ec. 2.26})$$

La ecuación 2.26 se conforma con la matriz que se encuentra del lado izquierdo, es llamada matriz Jacobiana, al hacer un arreglo matemático y se traslada la matriz Jacobiana al lado derecho de la ecuación, se pueden obtener los incrementos entre iteraciones de cada una de las incógnitas.

Nuevamente, por la ley de Ohm y la definición de potencia compleja en la i-ésima barra del sistema, se obtienen las expresiones del modelo de flujo de potencia.

La potencia compleja para la i-esima barra da se puede expresar de la siguiente forma:

$$S = P_i + jQ_i \Rightarrow S^* = P_i - jQ_i = (V_i \times I^*)^* = V^* \times I \quad (\text{ec. 2.27})$$

Que puede ser representado por medio de:

$$P_i + jQ_i = V_i^* \times \sum_{n=1}^N Y_{in} \times V_n = \sum_{n=1}^N |Y_{in} \times V_i \times V_n| e^{j(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)} \quad (\text{ec. 2.28})$$

Separando en su parte real e imaginaria de la expresión 2.28 se puede representar por:

$$P_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in} \times V_i \times V_n| \cdot [\cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)]$$

(ec. 2.29)

$$Q_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in} \times V_i \times V_n| \cdot [\text{sen}(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)]$$

Donde las incógnitas son:  $\delta_n$  y  $V_n$  con  $n=1, 2, 3, \dots, N$ , siendo  $N$  la cantidad de barras de la red.

A excepción de la barra de compensación, cada uno de los nodos es representado por una ecuación de potencia activa  $P$  y su correspondiente de potencia reactiva  $Q$  de acuerdo con la expresión 2.29. Todo el análisis del proceso iterativo de Newton Raphson puede ahora implementarse al problema de los flujos de potencia, para ello la ecuación 2.26 puede expresarse de la siguiente manera.

$$\begin{bmatrix} \Delta\delta_2 \\ \vdots \\ \Delta\delta_n \\ \Delta V_2 \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_2 \\ \vdots \\ P_n \\ Q_2 \\ \vdots \\ Q_n \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_2}{\partial V_2} & \cdots & \frac{\partial P_2}{\partial V_n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial V_2} & \cdots & \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} & \cdots & \frac{\partial Q_2}{\partial V_n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial V_2} & \cdots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix}^{-1} \quad (\text{ec. 2.30})$$

El vector fila del lado izquierdo de la expresión 2.30, representa los factores de corrección, mientras que los dos términos del lado derecho son el vector fila de las potencias de red y la matriz Jacobiana respectivamente.

De manera compacta 2.30 puede expresarse por:

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^{-1} \quad (\text{ec. 2.31})$$

En 2.31 los términos del Jacobiano se definen como:

$$H_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} \quad N_{ij} = V_j \frac{\partial P_i}{\partial V_j}$$

(ec. 2.32)

$$M_{ij} = V_j \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} \quad L_{ij} = V_j \frac{\partial Q_i}{\partial V_j}$$

Al analizar los términos expresados en 2.32, se pone en evidencia el acoplamiento entre P -  $\delta$  y Q - V, El relativo desacoplo entre ambos subproblemas, se traduce en que los valores numéricos de los bloques N y M del jacobiano son bastante menores que los de las matrices diagonales H y L.

Ignorando dichos bloques en el cálculo del Jacobiano e introduciendo algunas simplificaciones adicionales, se llega a un modelo de dos sistemas desacoplados de matrices de coeficientes constantes. El llamado método desacoplado rápido *Fast Decoupled Load Flow (FDLF)*, consiste en resolver alternativamente ambos sistemas, y representa habitualmente una convergencia comparable a la del método de Newton Raphson normal, al menos para redes en que la resistencia es mucho menor que la reactancia.

### **2.2.3.1. Aplicación del método de Newton Raphson**

El método Newton Raphson es recomendable utilizarlo en los siguientes casos:

- Redes de transmisión asimétricas
- Elementos *Facts*/HVDC
- *Shunts* (paralelos) suicheables
- Controles remotos y especiales
- Redes de corriente continua
- Flujo de potencia asimétrico
- Cuando se posea más de 4 barras de tipo P-V

### **2.3. Fallas en líneas de transmisión**

Cuando en un circuito ocurre cualquier evento que interfiera con el flujo normal de corriente, se considera que hay una falla. Cuando en condiciones normales en un circuito ocurre una falla, en este caso en un sistema de potencia, el elemento con mayor probabilidad de falla es la línea de transmisión, debido a que es la que cubre mayor cantidad de área.

La mayor parte de las fallas que se presentan en las líneas de transmisión, se originan debido a las descargas atmosféricas, las cuales causan el flameo de las cadenas de aisladores; al ocurrir un fenómeno de esta naturaleza, el voltaje se incrementa de una forma muy elevada, tanto que se ioniza el aire y se provee de un camino entre el conductor y la torre aterrizada que lo sostiene, ocurre así una trayectoria a tierra para la carga inducida por la descarga atmosférica.

Cuando ya es establecida esta trayectoria, la corriente de potencia fluye desde el conductor hasta la tierra y a través de ésta, debido a la baja impedancia que posee; llega hasta el neutro del conductor aterrizado de un transformador o generador, para completar de esta manera el circuito.

Las fallas de línea a línea en las cuales no se ve involucrada la tierra, son las de menor frecuencia de ocurrencia.

Los cuatro tipos de falla que afectan a una línea de transmisión de un sistema trifásico múltiplemente aterrizado, son los siguientes:

- Falla de una fase a tierra
- Falla entre dos fases
- Falla de dos fases a tierra
- Falla trifásica

#### **2.3.1. Falla de una fase a tierra (monofásica)**

Una falla de fase a tierra, se presenta cuando uno de los conductores energizados de una línea de transmisión tiene contacto con la tierra del sistema. La fase fallada sufre una caída de tensión y un aumento de corriente. Una línea de transmisión posee una impedancia compuesta en su mayor parte por reactancia inductiva; esto provoca que durante una falla el voltaje adelante a la corriente.

#### **2.3.2. Falla entre dos fases (bifásica)**

Este tipo de falla se produce cuando en dos conductores de un sistema trifásico se produce un cortocircuito sin tocar tierra.

### 2.3.3. Dos fases a tierra (bifásica a tierra)

Esta falla puede considerarse como dos fallas a tierra, simultáneas; la corriente de neutro es el resultado de sumar las corrientes de fase en forma vectorial.

### 2.3.4. Tres fases (trifásica)

La falla trifásica es la más severa; el diseño de torres y estructuras de las líneas de transmisión mantiene una libranza entre fases que dificulta este tipo de falla, sin embargo, se presenta por descargas atmosféricas y fallas donde la estructura es dañada.

A continuación se presenta un resumen porcentual de los tipos de fallas citados anteriormente, relacionados con las líneas de transmisión.

Tabla VII. **Porcentaje de fallas en líneas de transmisión**

<b>Tipos de fallas</b>	<b>Porcentaje</b>
Falla de fase a tierra	70%
Falla entre fases	15%
Falla de dos fases a tierra	10%
Falla trifásica	5%

Fuente: GRAINGER, John; STEVENSON William. Análisis de sistemas de potencia, p. 358.

Las fallas, según su tiempo de duración, se clasifican en transitorias, semipermanentes y permanentes. Una falla transitoria desaparece cuando se

elimina la fuente que la alimenta, como por ejemplo, las fallas por descargas atmosféricas.

Una falla semipermanente persiste aún cuando se elimina la fuente de alimentación; dicha falla puede ser provocada por el viento (proximidad de los conductores temporalmente), la vegetación o árboles próximos a la línea.

Una falla permanente es provocada por un conductor roto, daños en la cadena de aisladores o en la estructura. Este tipo de falla es el que provoca más daños.

### **2.3.5. Tolerancias de las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS)**

Las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS) emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, establecen tolerancias para el sistema de transporte, dentro de las cuales en este trabajo se centran los artículos citados a continuación:

- Artículo 22. Tolerancias el cual hace el vínculo con el Artículo 24, las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD) en lo que refiere a la tolerancia de voltaje permitida.
- Artículo 46. Tolerancia de la Tasa de Disponibilidad Forzada y el Artículo 47; Tolerancia de la Duración Total de Disponibilidad Forzada, los cuales fueron utilizados para establecer la ocurrencia de fallas y su duración, los cuales son datos de entrada para el módulo de confiabilidad de NEPLAN®.

### 2.3.5.1. Tolerancias establecidas en las NTCSTS

En el Artículo 22. Tolerancias de las NTCSTS, se establece que las tolerancias para la Regulación de Tensión tendrán los mismos valores establecidos en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD), para alta tensión, y estarán vigentes a partir de las mismas fechas.

Artículo 24. Tolerancias para la Regulación de Tensión de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD). En el cual se establecen las tolerancias.

- Tolerancias de los índices individuales. Las tolerancias admitidas en la desviación porcentual, respecto de las tensiones nominales en los puntos de entrega de energía eléctrica, serán las indicadas en cada una de las Etapas de Transición y Régimen.

Tabla VIII. **Tolerancia admisible respecto del valor nominal, en porcentaje**

Tensión	Etapas					
	Transición		Régimen a partir del mes 1 hasta el 12		Régimen a partir del mes 13	
	Servicio Urbano	Servicio Rural	Servicio Urbano	Servicio Rural	Servicio Urbano	Servicio Rural
Baja	12	15	10	12	8	10
Media	10	13	8	10	6	7



Continuación de la tabla VIII.

Tensión	Etapa					
	Transición		Régimen a partir del mes 1 hasta el 12		Régimen a partir del mes 13	
	Servicio Urbano	Servicio Rural	Servicio Urbano	Servicio Rural	Servicio Urbano	Servicio Rural
Alta	Transición		Régimen a partir del mes 1 hasta el 12		Régimen a partir del mes 13	
	7		6		5	

Fuente: Compendio de Normas Técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía, Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD) p. 37.

### **2.3.5.2. Máximo de indisponibilidades permitido por las NTCSTS**

Artículo 46. Tolerancia de la Tasa de Indisponibilidad Forzada. La tolerancia a la indisponibilidad forzada, para cada una de las líneas de transmisión, dependerá de la categoría y del nivel de tensión, según lo indicado en la siguiente tabla:

Tabla IX. **Tolerancia de la tasa de indisponibilidad forzada**

<b>Categoría</b>	<b>Tensión en kilovoltios</b>	<b>Tolerancia al número total de indisponibilidades forzadas para cada línea, NTIF, por año</b>
A, B y C	230	2
	138	3
	69	3

Fuente: Compendio de Normas Técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía, Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS) p. 192.

Artículo 47. Tolerancia de la Duración Total de Indisponibilidad Forzada: La tolerancia de la duración total de indisponibilidad forzada, para cada línea, en función de la categoría de la línea y del nivel de tensión, será la indicada en la siguiente tabla:

Tabla X. **Tolerancia de la tasa de indisponibilidad forzada**

<b>Categoría</b>	<b>Tensión en kilovoltios</b>	<b>Tolerancia a la duración total de las indisponibilidades forzadas para cada línea, DTIF, minutos, por año</b>
A, B y C	230	180
	138	300
	69	300

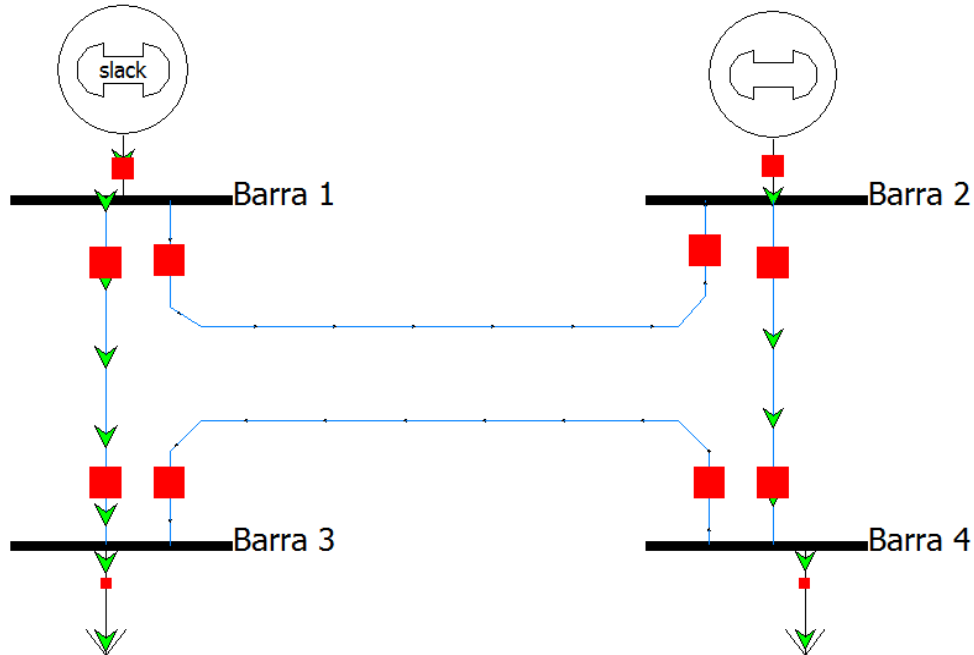
Fuente: Compendio de Normas Técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía, Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS) p. 192.

## 2.4. Contingencias en un sistema eléctrico de potencia

La mayoría de *software* que realizan estudios de flujo de potencia, poseen la opción de simulación de contingencias en el sistema, esta opción permite divisar que es lo que pasaría con el sistema si se diera una falla en determinado punto, lo cual podrá dar una visión del cómo planificar las obras de mejor manera, ya que de esta forma, se puede identificar refuerzos en la red.

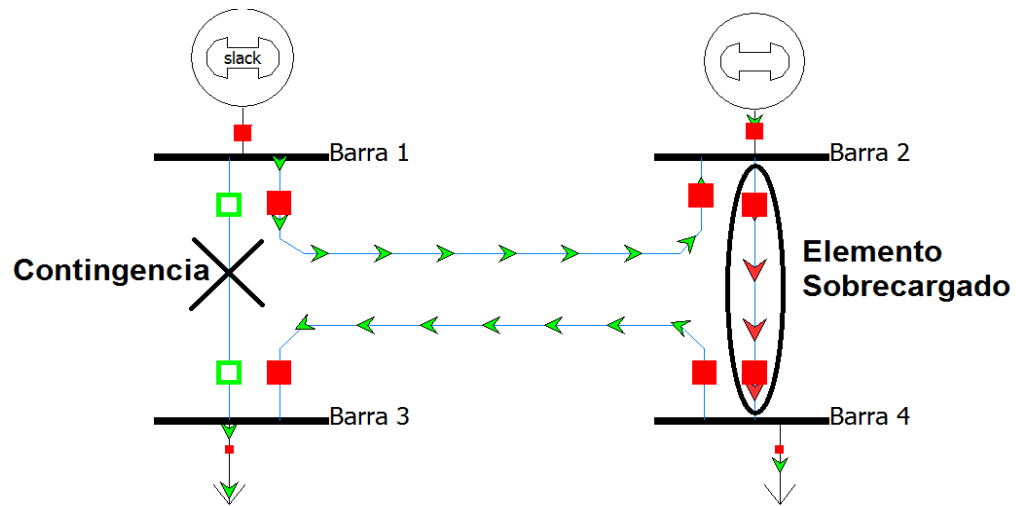
Cada elemento se desconecta uno por uno y se calcula el flujo de potencia y esto se repite dependiendo el número de contingencias asignadas al caso.

Figura 18. **Ejemplo del funcionamiento normal de un sistema de potencia de 4 barras**



Fuente: elaboración propia.

Figura 19. **Ejemplo del funcionamiento con una contingencia de línea en un sistema de potencia de 4 barras**



Fuente: elaboración propia.

## 2.5. Confiabilidad en un sistema eléctrico de potencia

En los análisis de confiabilidad no resulta fácil establecer una definición para la confiabilidad, seguridad y calidad de servicio en forma general, de tal manera que abarque todos los aspectos y variables que se tienen sobre el tema.

El marco actual de los sistemas eléctricos tiene como objetivo de crecimiento abarcar estos aspectos, el esquema actual da los primeros pasos para lograr cumplir con este objetivo, donde la regulación y la introducción de la libre competencia han fomentado inversiones que se esperan que mejoren los índices de calidad, por ende la confiabilidad de la red de transmisión, lo cual ha modificado el entorno y marco dentro del cual se ha de desenvolver y operar el sistema.

En la mantención de ciertos niveles de confiabilidad y en la operación de la red en general, se deben considerar las limitaciones y características de las unidades generadoras, las restricciones del sistema de transmisión, junto a otros factores como procedimientos de operación y la responsabilidad que le cabe a cada participante de la red.

No existe una definición ni tampoco una aplicación estándar que se utilice en todos los sistemas eléctricos, ya que de acuerdo a la experiencia internacional, ésta se adecua principalmente al nivel de desarrollo existente en cada sistema, por lo cual cada regulación presenta matices variadas, acordes a sus criterios de operación y planificación, aunque se puede encontrar una estructura general en lo concerniente al cumplimiento de ciertos criterios de confiabilidad, la cual no es única.

El concepto de confiabilidad está asociado a la cantidad de fallas que puedan ocurrir en el sistema y que no afecten al mismo, y está asociado también a la continuidad con la que se entrega el servicio en un sistema eléctrico de potencia.

En la operación de un Sistema Eléctrico de Potencia, se deben establecer y aplicar criterios de seguridad, de tal forma que se garantice la calidad del suministro de energía eléctrica. Ahora bien, la calidad del servicio se refiere tanto a la continuidad como a la estabilidad de frecuencia y de tensión. Es en este punto en donde la inyección y/o la absorción de reactivos tienen gran influencia.

En general, puede resultar conflictivo mencionar términos asociados a la confiabilidad, como por ejemplo decir que queda limitada por la continuidad, considerándose como parte de la calidad o de la seguridad del sistema o simplemente reflejar un funcionamiento adecuado.

Para evaluar la confiabilidad, se puede partir del concepto de calidad, el cual denota la confiabilidad del sistema y es posible abordarla por dos criterios o métodos: determinístico y probabilístico.

Los métodos determinísticos son basados en examinar un número de situaciones restrictivas escogidas de acuerdo al planificador y a la experiencia del operador, tomando en consideración la incertidumbre de las cargas y la disponibilidad de los componentes del sistema.

Los métodos probabilísticos reconocen la naturaleza aleatoria de las cargas y las salidas de los equipos de generación/transmisión.

Dependiendo de los objetivos que se persigan con la evaluación, la cuantificación de la confiabilidad puede expresarse por una gran variedad de índices.

## **2.6. Márgenes de estabilidad**

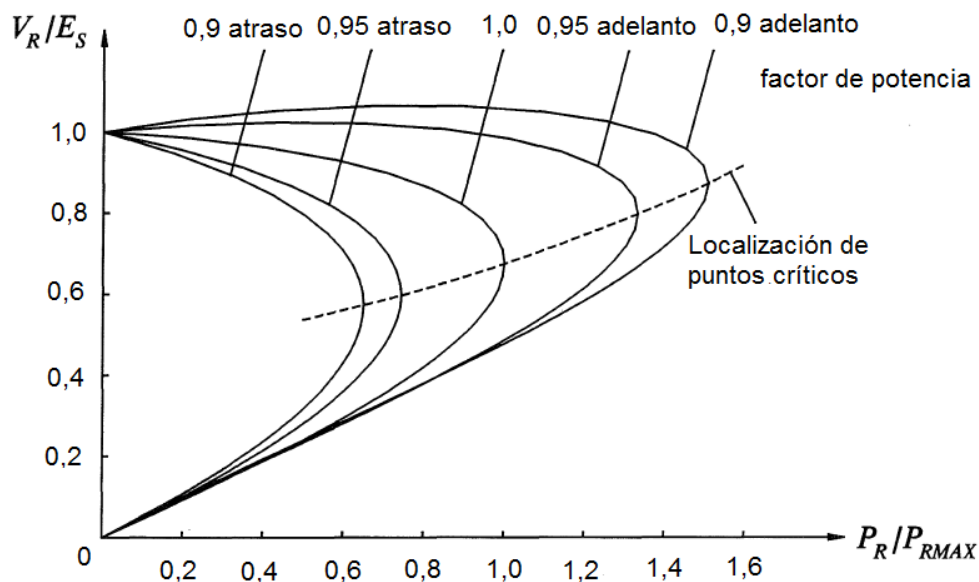
La estabilidad de voltaje ha sido desde el siglo pasado un tema de gran importancia, debido a los colapsos de voltaje presentados mundialmente. Todos estos eventos dieron origen a investigaciones y propuestas de métodos de estudio para detectar y predecir la inestabilidad.

### 2.6.1. Márgenes de estabilidad a través de las curvas P-V

El margen de estabilidad de voltaje, es una medición para estimar la capacidad de transferencia de potencia activa en el sistema. El margen de estabilidad de voltaje, es la diferencia entre los puntos de operación y el de colapso de voltaje.

El punto de colapso de voltaje debe ser valorado para garantizar la operación segura en el punto de operación normal y después de disturbios. La figura 20 muestra una curva típica P-V e ilustra el margen de estabilidad de voltaje; en el caso de carga constante, el margen de contingencia describe la cargabilidad del sistema de potencia segura en el punto de operación normal y después de disturbios.

Figura 20. Curvas características P-V



Fuente: elaboración propia.

El análisis P-V, es una herramienta de estado estacionario que desarrolla una curva, la cual relaciona el voltaje en un nodo (o nodos) con la carga dentro de un área o flujo a través de un enlace. De acuerdo a la capacidad reactiva de reserva, la distancia a los puntos de colapso es mayor, de ahí la importancia de mantener una cantidad adecuada de reservas.

## **2.7. Esquemas de compensación de potencia reactiva**

En el desarrollo inicial de los sistemas eléctricos, los centros de generación se ubicaron cerca de los principales centros de consumo; por este motivo no fue necesario transferir grandes cantidades de potencia reactiva y, por lo tanto, de instalar esquemas de compensación reactiva (ECQ). A medida que los sistemas eléctricos fueron creciendo, fue necesario compensar la carga, principalmente con capacitores en derivación.

Con el desarrollo de grandes proyectos de generación hidroeléctrica alejados de los centros de consumo, así como debido al empleo de niveles de tensión más elevados, fue necesario, para balancear la potencia reactiva, agregar reactores en derivación en las líneas e instalar condensadores síncronos.

Mientras que la potencia activa debe transmitirse desde los generadores a las cargas, la potencia reactiva, como una forma de principio, debería circular a través de largas distancias, ya que ello implica mayores pérdidas de voltaje, con lo cual se complica el control del mismo; mayores pérdidas debido a corrientes más altas, lo que significa mayores costos y principalmente daños en transformadores y conductores. Para evitar la circulación de potencia reactiva y controlar mejor el voltaje, se utilizan equipos de compensación reactiva.



El balance de la potencia reactiva debe lograrse idealmente dentro de cada región de un sistema de potencia, en cada subsistema de transmisión y en cada zona de distribución. Sin embargo, en la práctica, esto no siempre se logra por una u otra razón.

Como es conocido, los elementos de transmisión que consumen o generan reactivos; son los transformadores, las líneas de transmisión, los cables subterráneos y los dispositivos de compensación. Los transformadores siempre consumen potencia reactiva mientras que las líneas de transmisión la generan y consumen. Los reactivos generados por la capacitancia de la línea son prácticamente independientes de la carga transmitida; la potencia reactiva consumida por la inductancia de la línea, varía con la carga transferida.

Los generadores se utilizan para controlar el voltaje en las terminales de transmisión, en las que se conectan; absorben o generan reactivos en función de las condiciones de carga. El envío de reactivos de generadores remotos, usualmente se evita en condiciones normales; sin embargo, son fuentes de reactivos muy importantes, que también deben considerarse como reservas, especialmente en contingencias que impliquen pérdida de generación o de secciones importantes de líneas de transmisión.

La capacidad de sobrecarga de corto tiempo de los generadores puede resultar muy valiosa en tales ocasiones. Adicionalmente, la operación de generadores como condensadores síncronos representa un recurso muy atractivo para el control de reactivos. Esta última modalidad se logra en hidrogeneradores y en turbinas de gas equipadas con *clutch*.

### 2.7.1. Equipos de compensación y sus funciones

La compensación de reactivos, se requiere para controlar el flujo de potencia reactiva; y controlar el voltaje, y mejorar la estabilidad del sistema eléctrico. Los elementos de compensación se pueden clasificar como pasivos y dinámicos. En la tabla XI se resumen los diferentes esquemas de compensación reactiva y sus funciones. Los primeros tres son compensadores pasivos.

Tabla XI. **Diferentes formas de compensacion y sus funciones**

<b>Tipo de Compensación</b>	<b>Función</b>
Capacitores en derivación	Control del voltaje en régimen permanente
	Control del flujo de potencia reactiva
Reactores en derivación	Control del voltaje en estado estable
	Control del flujo de potencia reactiva
	Reducción de sobre voltajes transitorios por maniobra
Capacitores serie	Transferencia y estabilidad de potencia
	Control del flujo de potencia reactiva
Condensadores síncronos	Control del voltaje en régimen permanente y dinámico
	Control del flujo de potencia reactiva
	Transferencia y estabilización de potencia
Sistemas estáticos de VAR	Control del voltaje en estado estable y dinámico
	Control del flujo de potencia reactiva
	Transferencia y estabilización de potencia

Fuente: elaboración propia.

Tabla XII. **Funciones realizadas con compensación de potencia reactiva**

<b>Tipo</b>	<b>Función</b>
Control del flujo de potencia reactiva en régimen permanente para	Minimizar pérdidas excesivas del sistema
	Mantener el perfil de voltaje deseado en la red de transmisión
Control de variaciones de voltaje causadas por	Ciclo diario de demanda
	Cargas de impacto repetitivo tales como hornos de arco ( <i>flicker</i> de voltaje)
	Oscilaciones de flujos de potencia sincronizantes
	Variaciones dinámicas de P y Q en convertidor HVDC
	Rechazo de carga
Mejoramiento de la estabilidad del sistema de potencia para	Mantener la capacidad de transferencia de estado estable
	Prevenir inestabilidad transitoria
	Prevenir inestabilidad o colapso de voltaje
	Prevenir inestabilidad dinámica oscilatoria (oscilaciones de 0-5 Hz)
	Prevenir inestabilidad de resonancia subsíncrona (oscilaciones de 5 a 60 Hz)

Fuente: elaboración propia.

Tabla XIII. **Parámetros para caracterizar las necesidades de los sistemas**

<b>Tipo</b>	<b>Función</b>
Magnitud de la compensación	MVAR de capacidad capacitiva (Producción)
	MVAR de capacidad inductiva (Absorción)
Velocidad de respuesta para compensación ajustable	Cambios requeridos en un número de ciclos, segundos o minutos
Duración de la necesidad	Necesidad continua
	Necesidad de corto tiempo por duración determinada
Frecuencia de ajuste requerida	Dos veces por día para seguir el ciclo típico de demanda
	Cada medio segundo para seguir el ciclo típico de oscilaciones de potencia sincronizante
	Cada medio ciclo de la frecuencia nominal para controlar el <i>flicker</i> del voltaje
Ubicación de la compensación (en derivación)	Punto de mayor variación de voltaje en el sistema, aún cuando no haya carga
	Cerca a la carga industrial variable
	Cerca a la carga mixta
	Cerca a estaciones convertidoras HVDC
Control del voltaje de fase (s)	Control balanceado - el mismo en las tres fases
	Control de voltaje individual por fase
Contribución del compensador al nivel de falla	Deseable
	Indeseable
	Indiferente

Fuente: elaboración propia.

### **2.7.2. Criterios de planificación de reactivos**

En la planificación de reactivos, es importante establecer algunos criterios y lineamientos para definir las necesidades, características, tamaño y localización de los esquemas de compensación reactivas en sistemas eléctricos.

En general, la secuencia de estudios para definir el tipo, ubicación y tamaño de los recursos de compensación activa, sería algo similar a lo siguiente:

- Estudios en régimen permanente (flujos de potencia), esto se puede dar tanto de en un caso base, como de contingencias para las diversas condiciones de operación (demanda mínima, media y máxima).
- Estudios de sensibilidad, que pueden ser realizados con un programa de flujos.
- Análisis de comportamiento dinámico, estudios de fallas, estudios de pérdida repentina de carga o de generación.
- Estudios de sobretensiones y, algunas ocasiones de armónicas.

Esta secuencia generalmente se repite total o parcialmente (proceso iterativo).

La compensación de la potencia reactiva, está íntimamente relacionada con el control del voltaje tanto en estado estable como dinámico.

Adicionalmente, en los sistemas eléctricos existe una fuerte interacción entre el control del voltaje y la estabilidad del sistema, particularmente cuando se trata de sistemas eléctricos débiles o longitudinales.

Uno de los aspectos más importantes a considerar en la planificación de reactivos, es la distribución de la reserva de la potencia reactiva. Como es conocido, el control del voltaje depende de la capacidad de las fuentes de reactivos; esto es crítico, especialmente ante contingencias; de aquí que los estudios de seguridad deben prever que haya suficiente potencia reactiva disponible en los puntos con control de voltaje.

Adicionalmente, el análisis de potencia reactiva/voltaje muestra que los desbalances deben corregirse a través de fuentes de reactivos cercanos; de otra manera, el perfil de voltaje se deteriora. Por lo tanto, la reserva de potencia reactiva, deberá ser definida y distribuida sobre una base de áreas. La reserva de potencia reactiva cuantificada a nivel global en sistemas eléctricos débiles carece de significado.

La planificación de la operación, se aborda tanto desde el punto de vista de la energía, como del de la potencia (análisis de redes). Se considera por ello que los estudios encaminados a definir las adiciones de compensación reactiva representan un eslabón entre los estudios de planificación y los de operación. Adicionalmente a los estudios técnicos, es necesario evaluar económicamente las alternativas que surjan, la compensación de reactivos debe realizarse con base en la premisa fundamental que surge del comportamiento físico de los sistemas eléctricos, de evitar la transmisión de potencia reactiva de un nivel de tensión a otro, ya que de otra manera se provocan mayores pérdidas y se degrada el perfil del voltaje de la red de transmisión.

Los cambiadores de derivación con carga de los transformadores de transmisión, deberían utilizarse solo para el control fino del voltaje y no para transferir grandes bloques de potencia reactiva de un nivel de tensión a otro. También es importante aprovechar la capacidad de control continuo de los generadores, debidamente coordinado con los *taps* de los transformadores de subestaciones y los de las unidades generadoras, adecuando dichos *taps* a las necesidades cambiantes de los sistemas eléctricos, tanto por su desarrollo como por el comportamiento estacional de la demanda y la generación.

Sin embargo, no es recomendable, en estudios de planificación, utilizar exhaustivamente estos recursos, ya que las desviaciones en la estimación de la demanda, en las fechas de puesto en servicio de las adiciones o en la disponibilidad del equipo, redundarían en deficiencias operativas y en mayores pérdidas de energía. Estas pérdidas serían significativas debido a los tiempos prolongados en que sería necesario operar los sistemas eléctricos, en tales condiciones; lo que repercutiría en costos adicionales.

En sistemas eléctricos longitudinales o débiles, es crítica la determinación de las áreas de influencia de las fuentes de reactivos, ya que resulta evidente, por ejemplo, la imposibilidad de transmitir potencia reactiva a zonas de cargas radiales, a pesar de disponer de capacidad suficiente en las zonas generadoras a las cuales se encuentren conectadas dichas áreas de carga. Es importante, por lo tanto, la localización de los elementos de compensación de potencia reactiva con criterio fundamentado en los nodos más influidos por esos esquemas.

Otro parámetro a tener en cuenta en la determinación de los esquemas de compensación reactiva, es el problema que se pretende resolver, por ejemplo, en áreas de distribución se trataría de mejorar el factor de potencia de las

cargas para disminuir pérdidas de energía y liberar capacidad de los equipos (principalmente transformadores) con los consecuentes beneficios económicos; mientras que en zonas de subtransmisión se trataría de controlar el voltaje, liberar capacidad del equipo y disminuir pérdidas. Por otra parte, en la transmisión se trataría de aumentar los límites de esta, controlar el voltaje tanto antes como después de la contingencia, mejorar el límite de estabilidad transitoria y disminuir pérdidas de energía.

Los esquemas de compensación de potencia reactiva deben tener suficiente flexibilidad para satisfacer los requerimientos cambiantes por la variación cíclica de la demanda a nivel diario, semanal y estacional; dicha flexibilidad se logra dotándolos con los medios de control y de conexión/desconexión adecuados. Así mismo, sus características deben ser apropiadas para enfrentar los cambios bruscos que ocurren en el sistema eléctrico.

Por otra parte, si para resolver un problema específico resultará suficiente la utilización de elementos discretos, es preferible emplear estos elementos en lugar de esquemas con controles más avanzados (como lo son los CEV) por el elevado costo que ello significaría.

En el caso de aplicación de reactores para controlar el voltaje de estado estable durante condiciones de carga liviana o las sobretensiones de maniobras, es determinante para la operación del sistema definir si deben permanecer continuamente conectados a la línea o si se pueden desconectar en condiciones de carga alta.

En el primer caso, se estarían utilizando los reactores para reducir las sobretensiones por maniobra, prevenir sobretensiones o rechazos de cargas en



los generadores y lograr el balance de reactivos en recarga mínima; sin embargo, al permanecer conectados, limitarían la cargabilidad en carga alta. Por otra parte, si los reactores se pudieran desconectar, se incurriría en el riesgo de un disturbio que provoque rechazo de carga; es necesario que en la definición de los esquemas de compensación se realicen estudios de sobretensiones para complementar los de régimen permanente y de estabilidad.

Así mismo, en la aplicación de capacitores en derivación en barras de subtransmisión, generalmente se requiere al menos una maniobra diaria de conexión/desconexión, en cada maniobra de los bancos de capacitores o durante fallas cercanas, se presentan corrientes y voltajes transitorios que pueden exceder la capacidad nominal del equipo en operación. Se debe tener presente ese comportamiento para la especificación adecuada de los equipos de *switcheo* y protección.

Otro aspecto a considerar en los estudios de planificación de reactivos, consiste en contar con la suficiente reserva de potencia reactiva, en el lugar y con las características idóneas, para afrontar las contingencias en estudio. Es importante tenerlo presente al formular las políticas de operación del sistema, por ejemplo, si todos los reactivos se concentrarán en un elemento, la contingencia se tornaría crítica si este no quedara súbitamente disponible.

También es fundamental determinar la robustez de los nodos sujetos a compensación para evitar variaciones bruscas del voltaje al conectar/desconectar cada bloque de compensación. Usualmente se considera aceptable una variación hasta de 5 por ciento; con respecto al voltaje nominal, en el impacto por la conexión/desconexión de elementos de compensación. La sensibilidad (megavoltamperios reactivos entre kilovoltios) debe evaluarse para condiciones operativas realistas del sistema en estudio.

## **2.8. Principios de operación de los Compensadores Estáticos de Vares (CEV)**

Con el desarrollo de la electrónica de potencia y las técnicas de control, se ha incrementado la aplicación de Compensadores Estáticos de Vares (CEV) para el control de voltaje.

Dadas sus características de control rápido y continuo los CEV facilitan el control de inyección de potencia reactiva ante cambios normales en el sistema y en condiciones de disturbios.

Los CEV generalmente están integrados por capacitores y/o rectores, incluyendo un regulador de voltaje y lógica de control para el disparo de tiristores. La conexión/desconexión de capacitores, se realiza en forma discreta mediante el control de tiristores en el período de conducción.

La conexión de reactores se efectúa en forma controlada, variando el ángulo de disparo de los tiristores, logrando de esta forma el control continuo de la corriente en el reactor.

El principio de operación del CEV se basa en la deformación de la onda de corriente, lo cual da como resultado la aparición de armónicas que pueden producir efectos adversos en el sistema de potencia. Debido a este problema se han desarrollado diversas configuraciones de CEV que permiten reducir la generación de armónicas.

El CEV es un equipo conectado en forma *shunt* (elemento instalado en paralelo) a una barra, capaz de absorber en forma controlada corriente capacitiva y/o inductiva de un sistema eléctrico de potencia, entregando o absorbiendo de este modo potencia reactiva. Este equipo posibilita una compensación reactiva mediante un banco de condensadores y un reactor, los cuales se encuentran conectados a la barra a través de un sistema de control.

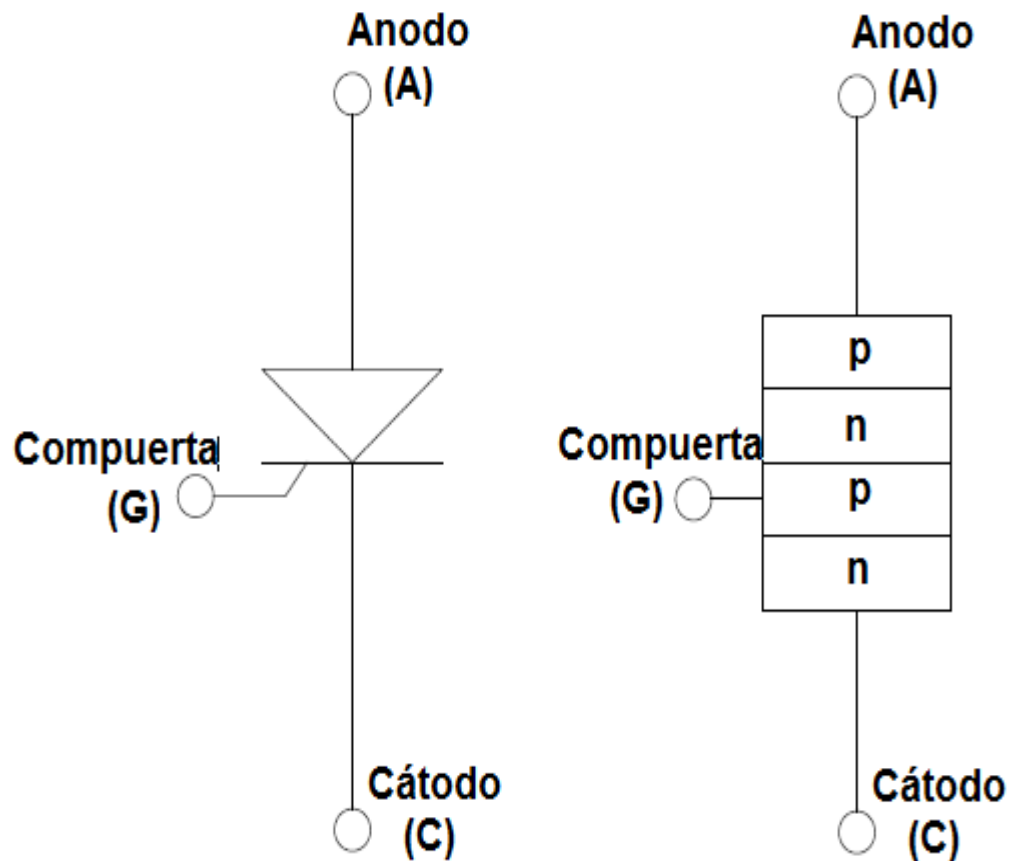
Este sistema utiliza tiristores de potencia que pueden variar su funcionamiento, según los requerimientos del sistema.

### **2.8.1. Tiristores**

Es un elemento fundamental en la operación del CEV. Este dispositivo tiene diversidad de aplicaciones en la industria y en diferentes niveles en la escala de potencia.

Los tiristores son conmutadores de estado sólido con poca probabilidad de falla cuando son usados bajo las condiciones de operación estipuladas, virtualmente no consumen potencia, por lo tanto generan poco calor, y permiten gobernar la corriente que se alimenta a través de ellos.

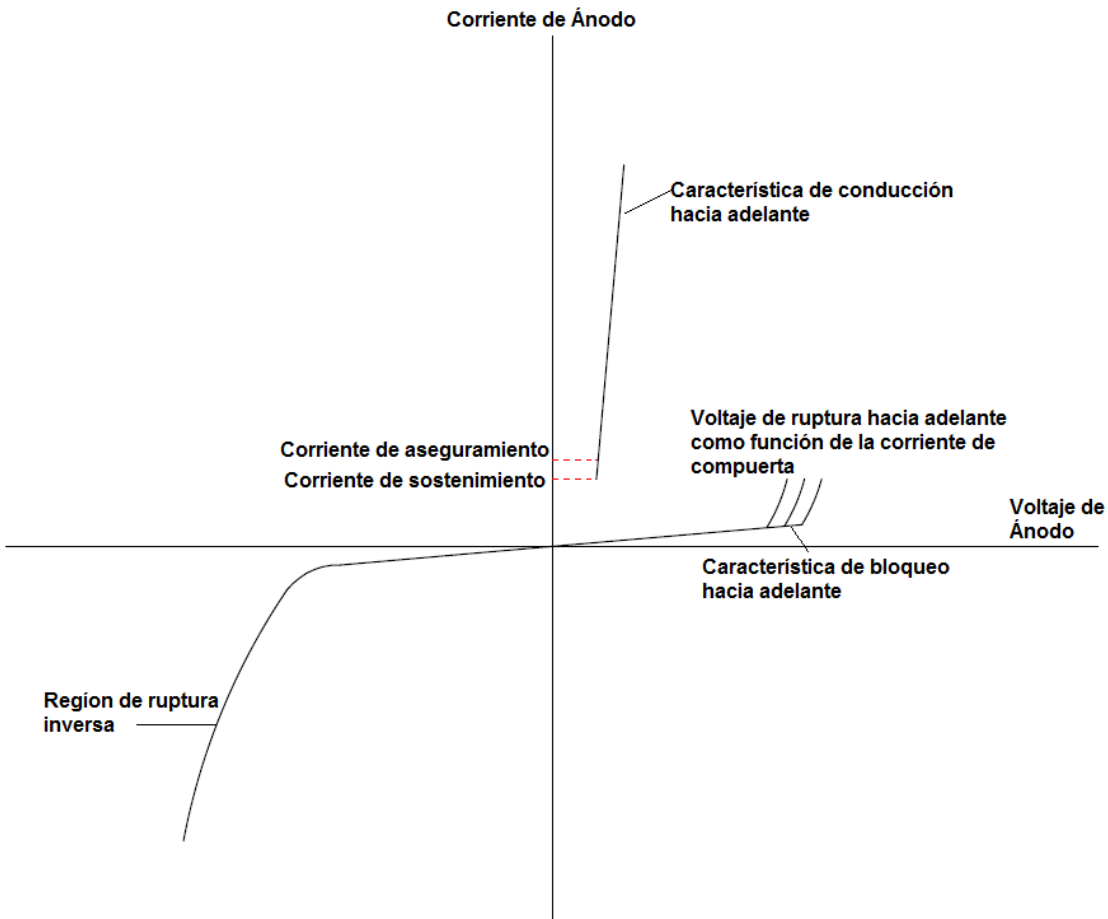
Figura 21. Estructura básica y símbolo de un tiristor



Fuente: ABOYTES, García, FLORENCIO. Control de potencia reactiva-voltaje de sistemas de potencia, p. 190.

Existen varios tipos de tiristores, el más común es el tiristor trío de bloqueo inverso comúnmente llamado Rectificador Controlado de Silicio (RCS) este tiristor es el utilizado en los CEV.

Figura 22. Curva característica típica de un tiristor



Fuente: ABOYTES, García, FLORENCIO. Control de potencia reactiva-voltaje de sistemas de potencia, p. 192.

Las características estáticas de un tiristor son similares en algunos aspectos a las de un diodo semiconductor. Una curva característica típica de un tiristor es mostrada en la figura 22.

Con un voltaje negativo aplicado al tiristor, esto es; el ánodo es negativo con respecto al cátodo, virtualmente no fluye corriente. Conforme el voltaje negativo se incrementa, la corriente de fuga inversa se incrementa lentamente hasta que ocurre la ruptura por avalancha. Esta parte de la característica es similar a la de un diodo semiconductor polarizado inversamente.

Si un voltaje positivo se aplica al tiristor, ahora el ánodo será positivo con respecto al cátodo, si el tiristor no se dispara, permanece en estado de no conducción, la característica es similar a la que se tiene con un voltaje negativo. Una pequeña corriente de fuga en adelante fluirá, incrementándose con el voltaje, a través del tiristor se incrementa hasta que finalmente el estado de conducción es iniciado por acción de avalancha. Esto ocurre en un voltaje conocido como voltaje de ruptura hacia adelante  $V_{BO}$ . El voltaje a través del tiristor ahora cae hasta un voltaje  $V_T$ .

Cuando un voltaje positivo es aplicado al tiristor y este es disparado para llevarlo al estado de conducción, la característica es similar a la de un diodo semiconductor polarizado hacia adelante. La corriente fluyendo a través del tiristor debe exceder el valor de corriente de aseguramiento, antes de quitar el pulso de disparo. Si por alguna razón la corriente de carga crece lentamente (en el caso de la carga inductiva) y el pulso de disparo es quitado antes de que el valor de corriente de aseguramiento haya sido alcanzado, el tiristor dejará de conducir.

### **2.8.2. Aplicación de Compensadores Estáticos de Vares (CEV)**

Este es un dispositivo que tiene características muy atractivas para ayudar a controlar la potencia reactiva, y por lo tanto a operar los sistemas de potencia con un perfil de voltaje más uniforme.

Como se mencionó anteriormente los CEV están integrados por capacitores y/o reactores, es decir elementos pasivos. Sin embargo, con el uso de la electrónica de potencia y estrategias de control adecuadas, se logra una respuesta sumamente rápida para conectar elementos en derivación, de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva en el sistema.

La aplicación de los CEV en redes eléctricas presenta ventajas en los siguientes aspectos:

- Aumentan la cargabilidad de sistemas de transmisión.
- Mejoran el límite de estabilidad transitoria.
- Mejoran la estabilidad dinámica amortiguando oscilaciones.
- Controlan los sobrevoltajes temporales y de estado estable.
- Amortiguan oscilaciones subsíncronas.
- Permiten la compensación por fase en cargas monofásicas variables.
- Mejoran el funcionamiento de terminales convertidoras de corriente directa.
- Proporcionan la compensación inductiva necesaria para el recierre monopolar.

En la planificación para incorporar CEV en un sistema eléctrico de potencia, se deben considerar y analizar los siguientes puntos:

- Aplicación principal del CEV
- Dimensionamiento
- Tipo
- Localización

Las respuestas a los aspectos anteriores no son obvias o generales. Es necesario enfocarlas al sistema de potencia particular, mediante estudios completos considerando distintas condiciones de operación. Los análisis deben incluir:

- Estudios de fallas
- Estudios de flujo de potencia
- Estudios de estabilidad transitoria y dinámica
- Estudios de transitorios y armónicas

Los dos primeros incisos se encuentran fuera del alcance del presente trabajo de graduación.

Si bien los CEV mejoran varios aspectos en la operación, es muy importante definir la función primordial para la que se está especificando. De las aplicaciones mencionadas anteriormente hay tres que son las más relevantes:

- Mejorar la cargabilidad
- Mejorar la estabilidad de voltaje
- Mejorar la estabilidad dinámica

### **2.8.3. Tipos de CEV**

Existen varios tipos de CEV, los más comunes son los que se detallan en la tabla XIV.



Tabla XIV. **Tipos de CEV más comunes**

<b>Nombre</b>	<b>Resumen</b>
Capacitor Conmutado con Tiristores (CCT)	Las ramas de capacitores son conectadas/desconectadas por medio de tiristores y el voltaje aplicado es íntegro, por lo que no se tiene el problema de generación de armónicas durante la conmutación de capacitores. El control de potencia reactiva es en escalones
Reactor Controlado con Tiristores (RCT)	La corriente a través de los reactores o devanados de transformadores se modula desde cero hasta la magnitud máxima, modificando el ángulo de disparo de tiristores. Esto causa que la corriente no sea sinusoidal, y la generación de componentes armónicas. La reducción de estas componentes a un mínimo se efectúa por medio de conexiones de transformadores adecuadas, filtros etc. El control de potencia reactiva es continuo
Capacitor Conmutado con Tiristores/Reactor Controlado con Tiristores (CCT/RCT)	Este tipo de CEV puede ser considerado efectivo en aplicaciones de transmisión que conducen grandes cantidades de potencia en condiciones de demanda máxima, debido a que en estos niveles de demanda el contar con un control fino de la potencia reactiva capacitiva es de suma importancia, ya que por un lado se mejora la cargabilidad de la red y por otro se cuenta con un soporte dinámico de voltaje en condiciones de contingencia
Transformador Controlado con Tiristores (TCT)	La corriente a través de los reactores o devanados de transformadores se modula desde cero hasta la magnitud máxima, modificando el ángulo de disparo de tiristores. Esto causa que la corriente no sea sinusoidal, y la generación de componentes armónicas. La reducción de estas componentes a un mínimo se efectúa por medio de conexiones de transformadores adecuadas, filtros etc. El control de potencia reactiva es continuo

Fuente: elaboración propia.

#### 2.8.4. Características de estado estable

El CEV desde el punto de vista de control, es un elemento pasivo cuya susceptancia se modifica de acuerdo al voltaje de la barra controlada.

El problema básico es regular el voltaje de un nodo mediante la inyección controlada de potencia reactiva. Esto se realiza mediante la conversión de la señal de error de voltaje en una señal de cambio del valor de susceptancia.

En la figura 23 se muestra el diagrama de bloques simplificado del sistema de control de un CEV, el cual es comúnmente utilizado en estudio de estabilidad transitoria. El diagrama no incluye el modelo del filtro ni la lógica de distribución de susceptancias, ya que sus constantes de tiempo son muy pequeñas, considerando las frecuencias de oscilación típicas en problemas de sincronismo.

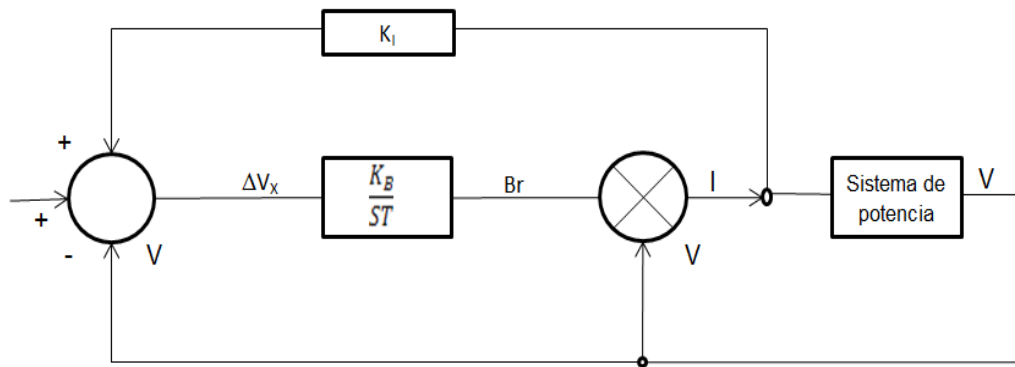
Para una condición de operación estable, la señal de error  $\Delta V_x$  puede ser cero para mantener el mismo valor de susceptancia, de esta forma la corriente del CEV ( $I$ ) y el voltaje de la barra controlada ( $V$ ) no cambian.

$$\Delta V_x = V_{REF} + K_I I - V = 0 \quad (\text{ec. 2.33})$$

Lo que resulta lo expresado en la ecuación 2.34

$$V = V_{REF} + K_I I \quad (\text{ec. 2.34})$$

Figura 23. Diagrama de bloques del sistema de control del CEV

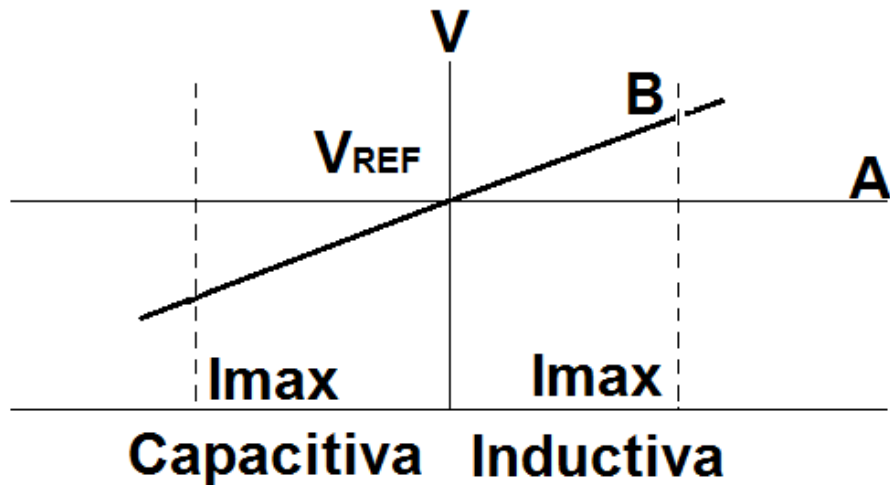


Fuente: ABOYTES, García, FLORENCIO. Control de potencia reactiva-voltaje de sistemas de potencia, p. 255.

La ecuación 2.34 define las características del CEV, en un estado estable en función de dos parámetros importantes: el voltaje de referencia ( $V_{REF}$ ) y la pendiente compensadora ( $K_I$ ). Ambos parámetros son ajustables y tienen un efecto importante en el control de voltaje del sistema y en la inyección de reactivos del CEV.

La figura 24 presenta dos características del CEV en estado estable con diferente pendiente. En la característica B, el voltaje a controlar varía de acuerdo a la inyección de reactivos del CEV, adicionalmente el voltaje de referencia solo se podrá obtener cuando el CEV no inyecta reactivos al sistema. Cuando se elimina la compensación por la corriente (recta A) se tiene un control plano del voltaje en el valor de referencia. En esta figura también se indican los límites del CEV.

Figura 24. Características del CEV en estado estable

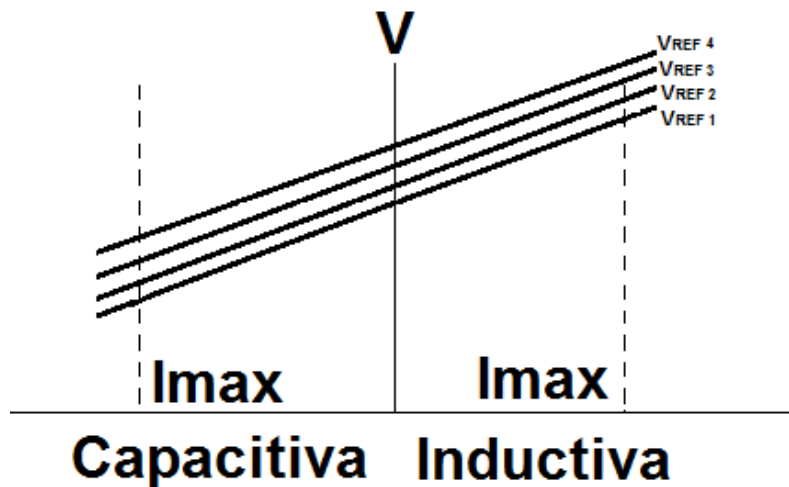


Fuente: ABOYTES, García, FLORENCIO. Control de potencia reactiva-voltaje de sistemas de potencia, p. 256.

El punto de operación del CEV en estado estable, debe estar sobre la característica de la figura 24, su localización la define la condición de operación del sistema de potencia.

El efecto de la variación de referencia de voltaje se presenta en la figura 25, donde se observa el desplazamiento de las características de acuerdo al valor seleccionado de  $V_{REF}$ . El movimiento de la característica permite modificar el voltaje a controlar y modificar la inyección de reactivos del CEV.

Figura 25. **Características del CEV con diferentes referencias de voltaje**



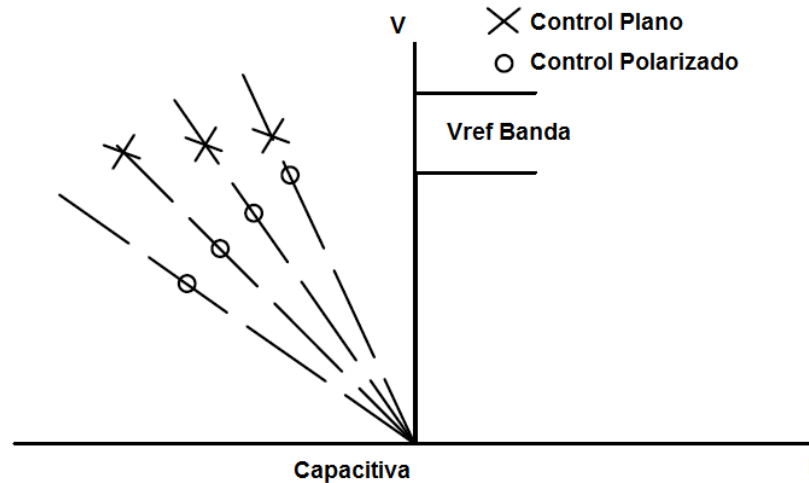
Fuente: ABOYTES, García, FLORENCIO. Control de potencia reactiva-voltaje de sistemas de potencia, p. 256.

Es importante señalar que la referencia de voltaje puede ser controlada de acuerdo a una estrategia global de control de voltaje en el sistema de voltaje.

### **2.8.5. Características en estado estable para control discreto**

En el caso de un control discreto sobre las susceptancias de capacitores o reactores, la característica del CEV se ve afectada, ya que no existe un control continuo del voltaje. En la figura 26 se presentan las características V-I para un CEV con cuatro capacitores que se conectarán o desconectarán por pasos. Se puede observar que se tienen puntos de operación discretos de acuerdo a los valores de susceptancias mostrados.

Figura 26. **Características del CEV con pasos discretos de susceptancias**



Fuente: ABOYTES, García, FLORENCIO. Control de potencia reactiva-voltaje de sistemas de potencia, p. 257.

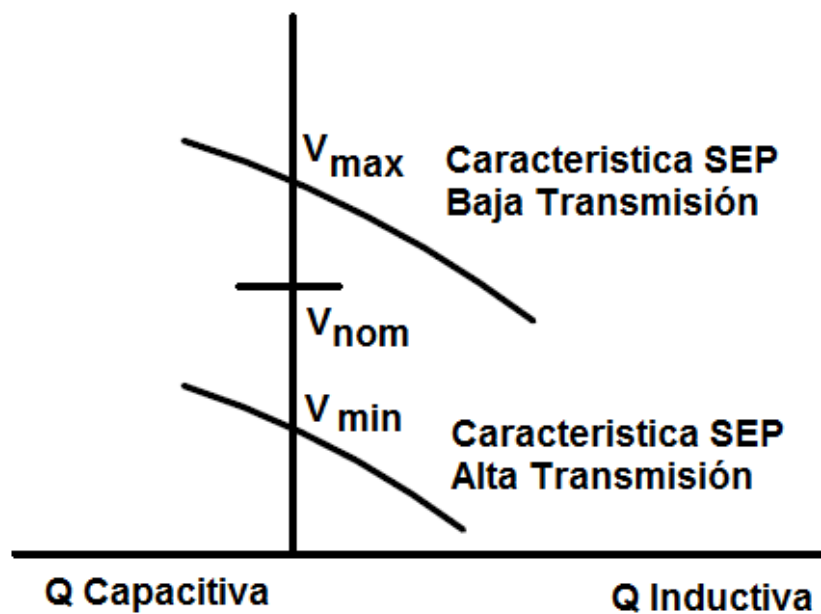
Con este tipo de control, se tendrá necesariamente una banda de tolerancia alrededor de la característica ideal (continua), donde se localizará el punto de operación. El ancho de banda dependerá de la magnitud de los pasos y de la característica del sistema de potencia.

### **2.8.6. Características del sistema, efecto del CEV en el punto de operación**

Las variaciones de consumo y generación de potencia reactiva en un SEP, se reflejan en cambios en el voltaje a lo largo de la red, dichas variaciones se reflejan tanto a las relaciones con las cargas como las producidas por los patrones de flujo de potencia de la red.

Otro factor que influye en el comportamiento del voltaje en un nodo, son los cambios de configuración, tales como: apertura-cierre de las líneas y la conexión o desconexión de generadores, reactores o capacitores.

Figura 27. **Características del CEV con pasos discretos de susceptancias**



Fuente: ABOYTES, García, FLORENCIO. Control de potencia reactiva-voltaje de sistemas de potencia, p. 258.

Las variaciones del voltaje en un nodo para distintas inyecciones de potencia reactiva, definen la característica del sistema en ese nodo. Esa característica no es lineal, ya que es determinada por las ecuaciones de potencia activa y reactiva en ese punto.

### **2.8.7. Compensadores Estáticos de Vares (CEV)**

Este dispositivo es parte de la familia de los sistemas *FACTS*, y brinda la posibilidad de variar continuamente su susceptancia con la finalidad de regular su potencia reactiva de salida, lo cual puede ser visto como un proceso rápido de conexión de capacitores de distintos rangos.

Esto ayuda considerablemente a mitigar problemas de voltaje en períodos rápidos de tiempo. La conexión de este dispositivo es en derivación al igual que la mayoría de los sistemas compensadores mayormente utilizados.

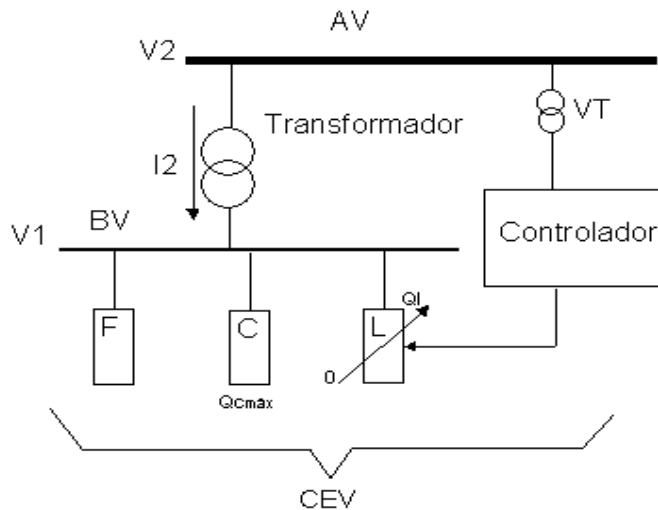
Cuando el CEV está operando dentro de sus límites provee una regulación de voltaje fina y no representa riesgo alguno para que se presente una condición de inestabilidad, pero una vez que ha alcanzado sus límites de operación, su desempeño es idéntico al de un capacitor en derivación conectado mecánicamente (MSC).

El control se realiza por medio del control de disparos de tiristores mencionados anteriormente. Los elementos más característicos de un CEV son los condensadores conmutados TSC, reactores conmutados TSR y reactores controlados TCR por tiristores.

Puede regular la compensación capacitiva en derivación o la reactancia inductiva, como sea necesario para minimizar las variaciones de voltaje causadas por las cargas para un estado estable y un balance dinámico.



Figura 28. **Ejemplo de funcionamiento de un CEV**



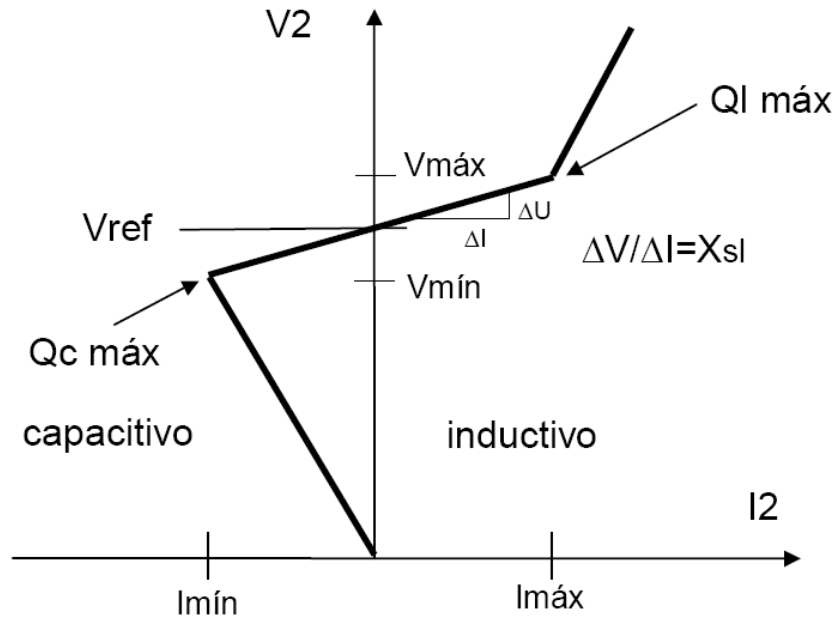
Fuente: Manual de NEPLAN®. Modelos y datos de entrada de los elementos, p. 99.

El CEV se compone de una bobina caracterizada por una reactancia constante  $X_L$ , por donde circula una intensidad de valor eficaz  $I_L$  que se controla con ángulo de disparo del tiristor que se encuentra en serie con ella y un condensador caracterizado por una susceptancia  $B_C$ . La aportación de potencia reactiva al nodo será de  $Q_C - Q_L$ .

Para un valor de tensión dado, la bobina puede tomar un valor entre un valor máximo y un valor mínimo dependiendo del ángulo de disparo del tiristor.

A menor valor de inductancia, para una tensión dada, la intensidad de mayor, por tanto este comportamiento se puede representar gráficamente como se muestra en la figura 29.

Figura 29. Curva característica del CEV



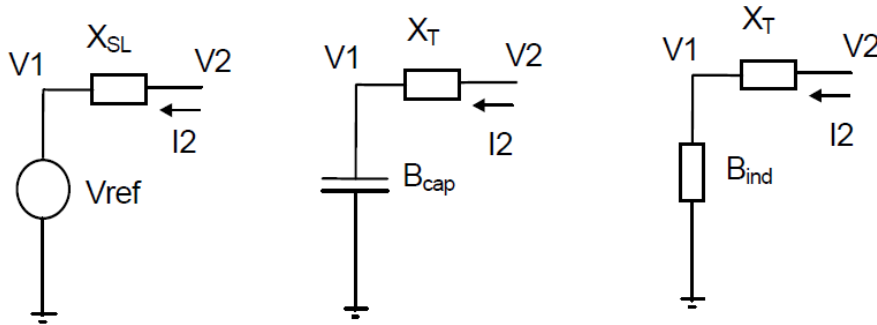
Fuente: Manual de NEPLAN®. Modelos y datos de entrada de los elementos, p. 100.

Al observar la figura 29, se puede notar que el CEV puede trabajar bajo 3 tipos de operación:

El primero, es el modo capacitivo ( $V_2 \leq V_{mín}$ ), el modo inductivo ( $V_2 \geq V_{máx}$ ) y el rango de control lineal ( $V_{mín} \leq V_2 \leq V_{máx}$ ).

Lo anterior se puede expresar como un circuito equivalente el cual se puede observar en la siguiente figura:

Figura 30. **Circuitos equivalentes de un CEV en sus distintas formas de funcionamiento**



Fuente: Manual de NEPLAN®. Modelos y datos de entrada de los elementos, p. 100.

El primer circuito representa un CEV funcionando de forma lineal, lo cual se da cuando  $V_{\min} \leq V_2 \leq V_{\max}$ , el segundo representa un circuito de modo capacitivo, esto se da cuando  $V_2 \leq V_{\min}$  y la tercera parte representa un circuito de modo inductivo, esto se da cuando  $V_2 \geq V_{\max}$ .

El fundamento de los equipos como los CEV, se encuentra en el control de los parámetros que afectan al flujo de potencia entre dos sistemas. La potencia activa transmitida entre dos puntos está definida a partir de las tensiones de barra en ambos extremos de la transmisión ( $V_1$  y  $V_2$ ), la reactancia de línea  $X$  y la diferencia angular entre ambos sistemas ( $\delta_1 - \delta_2$ ). Dependiendo del tipo de CEV se puede afectar los siguientes parámetros del sistema:

- La variación de las tensiones directrices (por ejemplo  $V_1$ ) permite un mecanismo de control reactivo ya que en bajas proporciones no afecta directamente a la diferencia de fase entre barras.

- La variación de la diferencia de fase entre barras, afecta directamente al flujo de potencia activa transmitida por la línea, considerando que en bajas proporciones no afecta a las magnitudes de las tensiones directrices.
- La variación de la reactancia de línea, permite un mecanismo de control de flujos de potencia activa, cuando es realizada en pequeñas proporciones, y de un control completo cuando se realiza en mayor escala.
- Inyectando tensión en serie con la línea y en cuadratura de fase con respecto a la corriente, se obtiene una influencia directa en la potencia reactiva, con muy pocas diferencias de ángulo de fase en el flujo de potencia activa.
- Inyectando tensión en serie con la línea, y con cualquier ángulo de fase con respecto a las tensiones directrices (por ejemplo  $V_1$ ), es posible controlar la magnitud y la fase de la corriente de línea, afectando de esta manera los flujos de potencia tanto activos como reactivos.

El CEV posibilita la compensación reactiva en una barra, mediante el conjunto de banco de condensadores y una inductancia de alto valor, la cual puede tener distintos valores según los requerimientos del sistema. Se puede modelar como una impedancia variable, la cual afecta a la matriz de impedancias del sistema según el valor que posea (modelamiento pasivo), o se puede modelar como una inyección de potencia en la barra, la cual no afecta directamente a la matriz de impedancia (modelamiento activo).

La elección del modelo depende de los requerimientos particulares de cada aplicación, aunque se tiende a preferir el modelamiento activo por su versatilidad y adaptabilidad a distintos métodos de resolución del flujo de potencia.

### **3. REALIZACIÓN DE SIMULACIONES**

#### **3.1. Simulación de flujo de potencia**

El punto de partida de la selección de los posibles candidatos de refuerzo de la red dentro del proceso de ampliación del sistema de transmisión, es el resultado de un estudio de seguridad realizado a través del análisis sistemático de los resultados del flujo de potencia del SNI. La metodología está basada en el análisis en régimen permanente de los flujos, a través de los vínculos del SEP bajo diferentes escenarios. Este análisis revelará la existencia de vínculos congestionados y conduce a la identificación de sobrecarga en las líneas de transmisión.

Una vez definidos los vínculos que requerirían de expansión con el objetivo de aliviar la congestión de la red en el área investigada, se requiere analizar si existe o no suficiente capacidad de transmisión disponible, o si la red de área considerada está operando al límite de su capacidad. De ser así, se analiza el efecto de emplear los CEV en el sistema de transmisión. En caso que la instalación de este dispositivo no pueda aliviar la congestión, es necesario recurrir a la construcción de nuevas líneas de transmisión para lograr el refuerzo requerido, ya que se identifica como necesario para aumentar la capacidad de transmisión total de la sección de red.

En el caso de que haya suficiente capacidad de transmisión disponible, es posible redireccionar el flujo de potencia activa a otras líneas adyacentes dentro del sistema por medio de la operación del CEV, estos deben ser considerados prioritarios con respecto de la construcción de nuevas líneas.

El objetivo es, utilizar de manera eficiente la topología de la red existente, así como reducir el gasto económico y el impacto ambiental que vienen junto con una expansión de la red física, permitiendo además una adaptación progresiva de la red de transporte a los incrementos de la demanda eléctrica.

Los estudios realizados en régimen permanente están basados básicamente en el problema de flujos de potencia convencional, que puede definirse como el cálculo de voltajes nodales y posteriormente, el de flujos de potencia a través de cada elemento de la red de transmisión para valores conocidos de generación y carga nodales en megavatios y megavoltamperios reactivos, en un instante de tiempo específico.

La solución del problema puede o no estar sujeta a restricciones de red, tales como límites de generación de potencia activa y reactiva (dados por las curvas de capacidad de los generadores), límites en la magnitud de voltajes nodales (los establecidos en las Normas Técnicas emitidas por el CNEE), así como límites de capacidad de los elementos (límites de capacidad de transformadores y de cargabilidad de líneas), entre otras; sin embargo, un flujo de potencia adecuado y representativo de la operación real de un sistema eléctrico, debe cumplir con todas las condiciones que demande el sistema y los protocolos de operación.

Para las simulaciones de flujo de potencia, fue utilizado el programa de NEPLAN®, utilizando como punto de partida la base de datos que el AMM le proporciono a CNEE, esta base de datos fue modificada con el fin de incluir los siguientes proyectos: Proyectos Integrales de TRELEC S. A. que corresponden a la Resolución CNEE-153-2010, PET 2008-2018 y el PET 2012-2021.

Los escenarios de demanda fueron simulados en las épocas lluviosa y seca en demanda mínima y máxima para el 2015, al realizar la primeras simulaciones en demanda mínima, se presentan voltajes que superan el límite máximo de tensión permitido de 105 por ciento en varios puntos del sistema, tanto en un voltaje como 230 kilovoltios como en niveles más bajos. Esto es motivado por las largas distancias y baja carga de las líneas de 230 kilovoltios y un alto factor de potencia en las cargas, haciendo que se presenten altos niveles de voltaje y la necesidad de absorber reactivos por parte de los generadores, en especial los instalados en la zona norte (Chixoy, Xacbal, Palo Viejo y las nuevas plantas proyectadas a entrar en operación en la zona).

Al observar el comportamiento que se presenta en el sistema, al realizar las contingencias en las líneas, se encuentra un incremento de manera puntual de los niveles de voltajes, las diferencias de voltaje en dichos extremos son superiores al 5 por ciento, lo cual dificultaría el cierre de los interruptores de dichas líneas. Mientras que en los lugares donde la generación no es abundante y se tienen líneas con una considerable carga, los capacitores instalados en la actualidad dejan un margen en el cual no se podrán dar abasto con los requerimientos del SNI, por lo que una solución a este caso en específico podría darse con la instalación de CEV dentro del sistema.

Para controlar los altos niveles de tensión en demanda mínima, se requiere instalar compensación inductiva, bien sea en los extremos de las líneas o en las barras de las subestaciones, y los casos de demanda máxima, se requiere instalar compensación capacitiva, un CEV puede dar estas dos características y conmutarse automáticamente según los requerimientos del sistema.



Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente y pensando en ubicar CEV solamente en las subestaciones que no dispongan de generación cercana, se considera una buena opción ubicar CEV en las barras 230 kilovoltios.

La capacidad de los CEV, se decidió de 30 megavoltamperios reactivos, debido a las necesidades de reactivos encontrada en el sistema y a los valores de capacidad estándar de construcción de estos equipos.

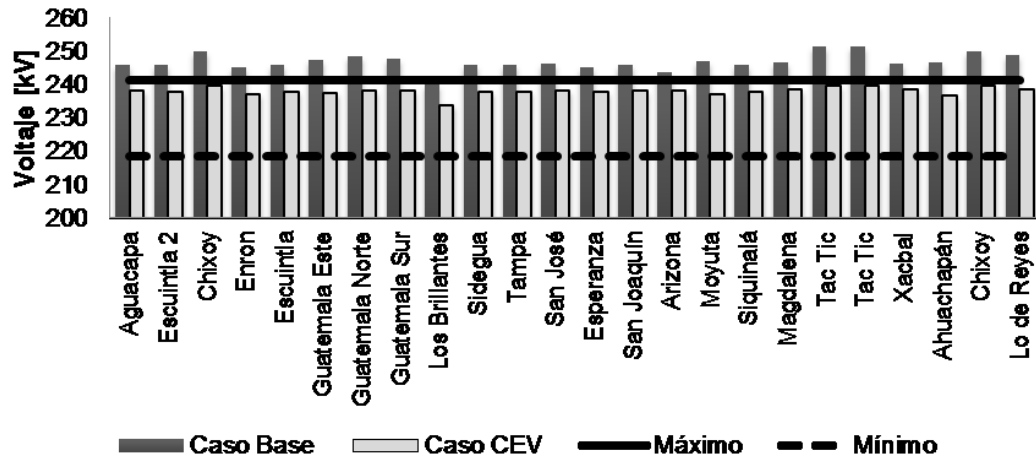
En los escenarios antes mencionados, se instalaron CEV en las siguientes subestaciones:

- Guatemala Sur 230/69 kilovoltios
- La Ruidosa 230/69 kilovoltios
- El Estor 230/69 kilovoltios

Una vez finalizadas las simulaciones realizadas con el *software* NEPLAN®, los resultados fueron exportados a Microsoft Excel® y seguido de lo anterior fueron analizados.

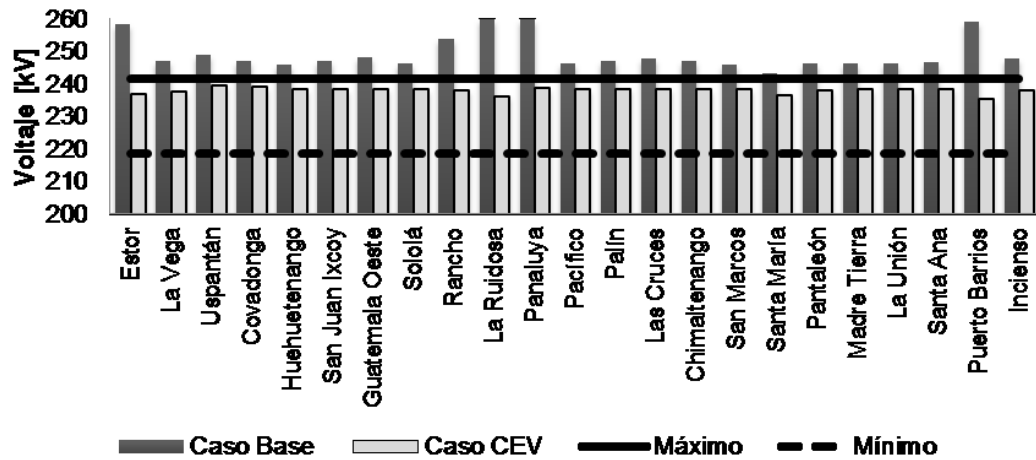
Para las simulaciones de flujo de potencia se tomaron 4 casos, los cuales corresponden a los escenarios de demanda mínima, demanda máxima ambos con la estacionalidad de época seca y época lluviosa, con la proyección de demanda para el 2015, los resultados de las simulaciones se muestran de forma gráfica y en el apartado anexos se encuentran los datos tabulados.

Figura 31. **Perfiles de voltaje para demanda mínima época seca en el 2015, en los nodos de 230 kilovoltios (Parte A)**



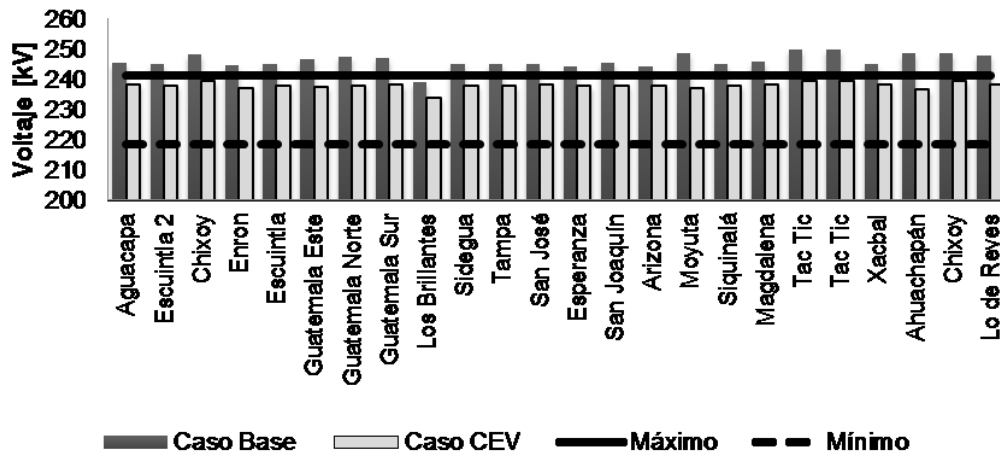
Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

Figura 32. **Perfiles de voltaje para demanda mínima época seca en el 2015, en los nodos de 230 kilovoltios (Parte B)**



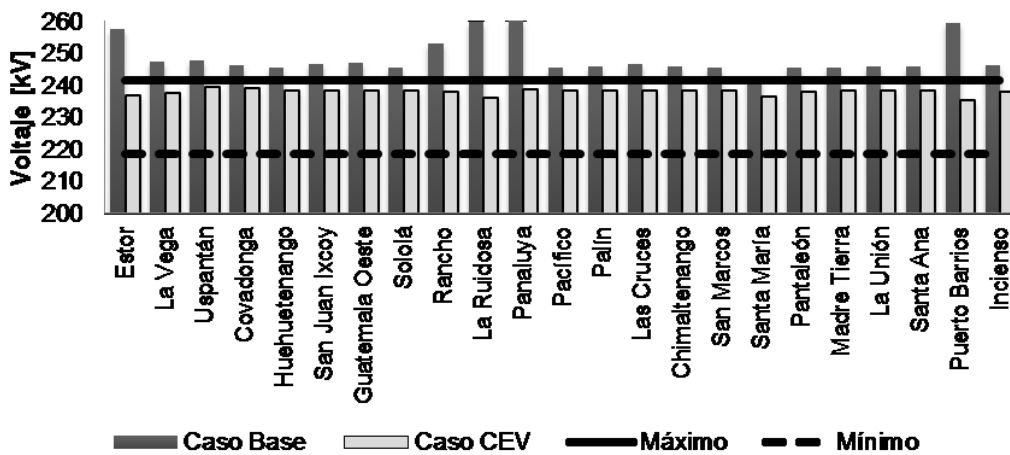
Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

Figura 33. **Perfiles de voltaje para demanda mínima época lluviosa en el 2015, en los nodos de 230 kilovoltios (Parte A)**



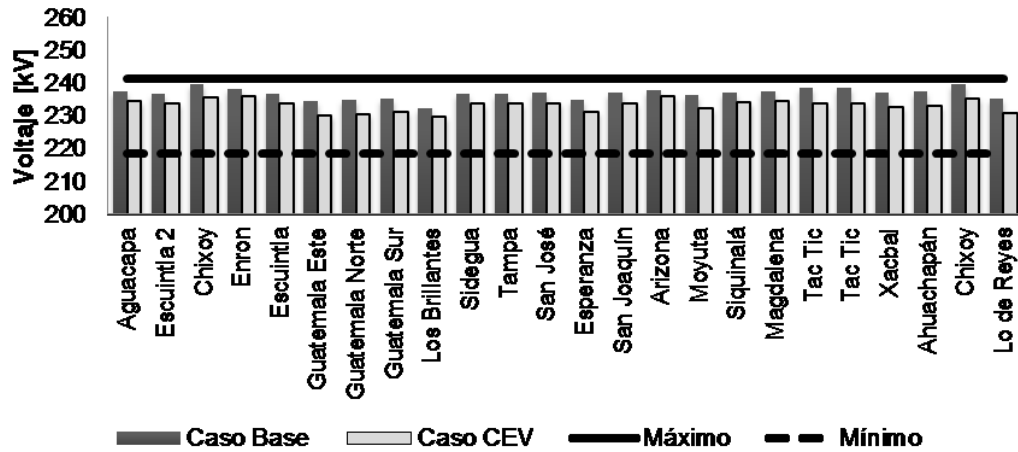
Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

Figura 34. **Perfiles de voltaje para demanda mínima época lluviosa en el 2015, en los nodos de 230 kilovoltios (Parte B)**



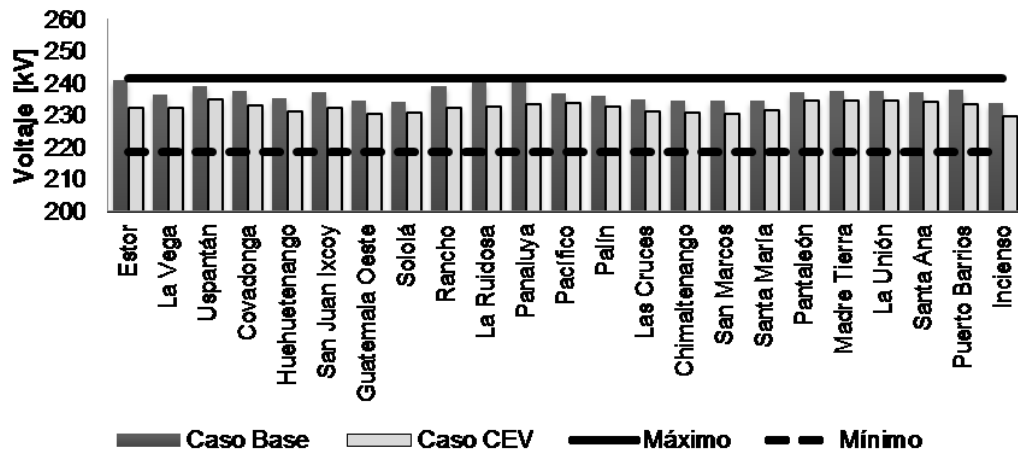
Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

Figura 35. **Perfiles de voltaje para demanda máxima época seca en el 2015, en los nodos de 230 kilovoltios (Parte A)**



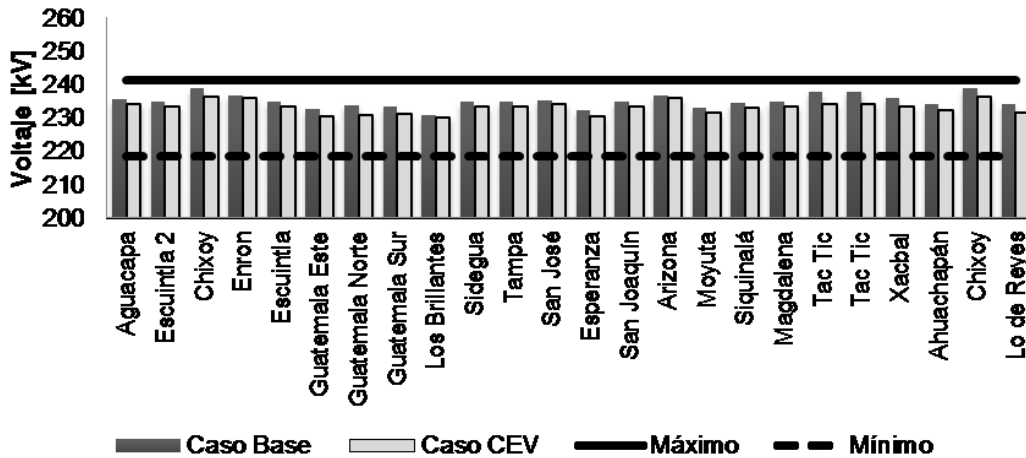
Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

Figura 36. **Perfiles de voltaje para demanda máxima época seca en el 2015, en los nodos de 230 kilovoltios (Parte B)**



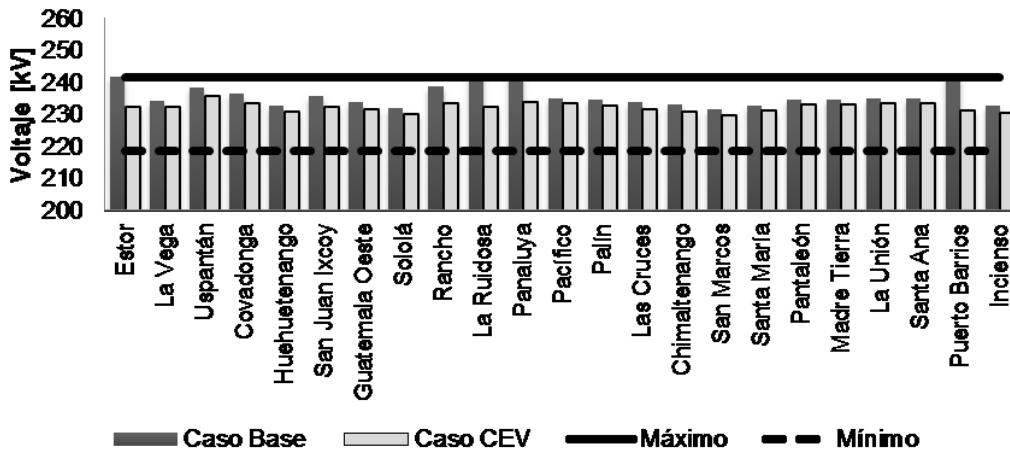
Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

Figura 37. **Perfiles de voltaje para demanda máxima época lluviosa en el 2015, en los nodos de 230 kilovoltios (Parte A)**



Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

Figura 38. **Perfiles de voltaje para demanda máxima época lluviosa en el 2015, en los nodos de 230 kilovoltios (Parte B)**



Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

Tal como se puede observar en los gráficos anteriores, la comparación de los niveles de tensión en los nodos de 230 kilovoltios para el flujo de potencia del sistema eléctrico de Guatemala, tanto para la topología como con los CEV agregados a la misma, por lo que al observar las gráficas le puede determinar que la implementación de la compensación reactiva que da el CEV para el escenario de demanda mínima ayuda a mantener los niveles de tensión sobre las tolerancias especificadas en las NTCSTS de la CNEE.

Lo anterior se puede verificar en la tabla VIII, ya que ahí se establece que para un nivel de alta tensión en la etapa de régimen la tolerancia es de 5 por ciento.

Al instalar un CEV dentro de las obras del PET, se puede observar que este ayuda a mantener los rangos de voltaje en tolerancia con respecto a la Normativa guatemalteca, por lo anterior presenta una mejora a la calidad de producto que estaría entregando el transportista a los usuarios del mismo. Lo que conllevaría a una mejor calidad al usuario final (usuario en baja tensión).

Lo anterior se debe a la disponibilidad de soporte de reactivos en zonas de alta carga de un sistema de potencia, se puede lograr mediante la implementación de CEV que, a diferencia de los dispositivos *shunt* de tipo convencional, representan un importante aporte al mejoramiento de la capacidad del sistema para mantener condiciones estables de voltaje, aún ante exigencias extremas de incremento o decremento súbito de la demanda tal como se da en la demanda máxima y la demanda mínima en nuestro país.

### 3.2. Análisis de contingencias

Con la función del *software* NEPLAN®, análisis de contingencias, fueron introducidas fallas en el sistema de 230 kilovoltios, los elementos elegidos para monitoreo fueron los siguientes:

Tabla XV. **Líneas de 230 kilovoltios que fueron simuladas en situación de contingencia**

<b>Elementos en Contingencia</b>
Los Brillantes-Santa María
Santa María-Esperanza
Pantaleón-Madre Tierra
Pantaleón-Siquinalá
Esperanza-Huehuetenango
Esperanza-Sololá
Pacífico-San Joaquín
Escuintla 2-Escuintla
Esperanza-Huehuetenango
Pacífico-San José
Pacífico-Escuintla 2
Táctic-Lo de Reyes
Guatemala Norte-Lo de Reyes
Madre Tierra-La Unión
La Unión-Magdalena

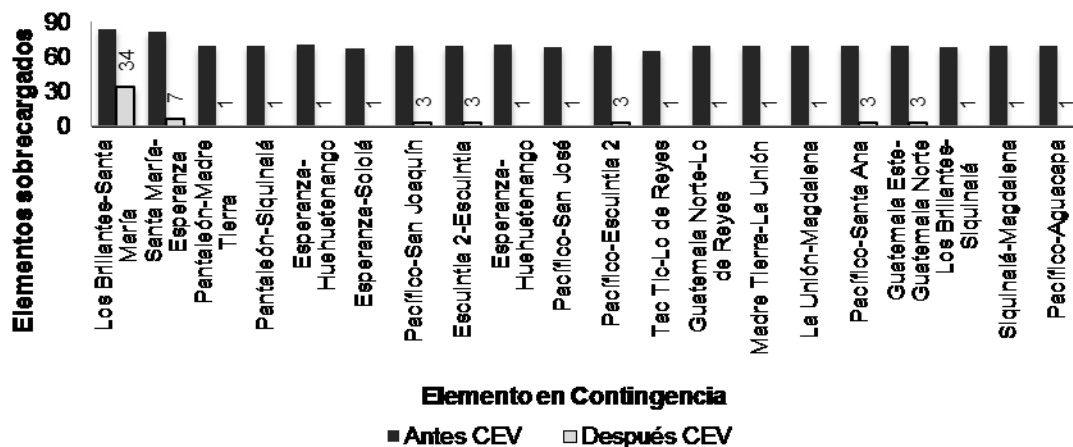
Continuación de la tabla XV.

Elementos en Contingencia
Pacífico-Santa Ana
Guatemala Este-Guatemala Norte
Los Brillantes-Siquinalá
Siquinalá-Magdalena
Pacífico-Aguacapa

Fuente: elaboración propia.

Los elementos mencionados en la tabla XV del resultado de flujo de potencia en cada uno de estos elementos, se puede observar en las siguientes gráficas:

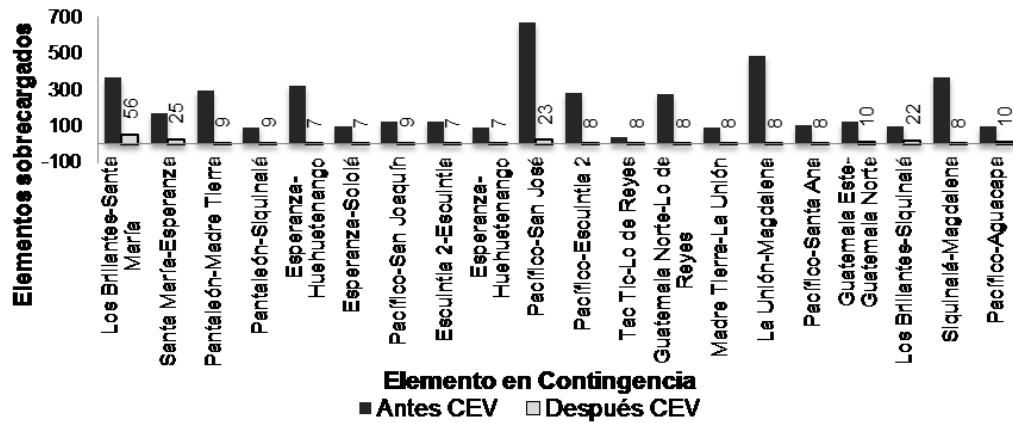
Figura 39. **Comparación de elementos sobrecargados antes y después de instalar el CEV, época seca demanda mínima**



Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

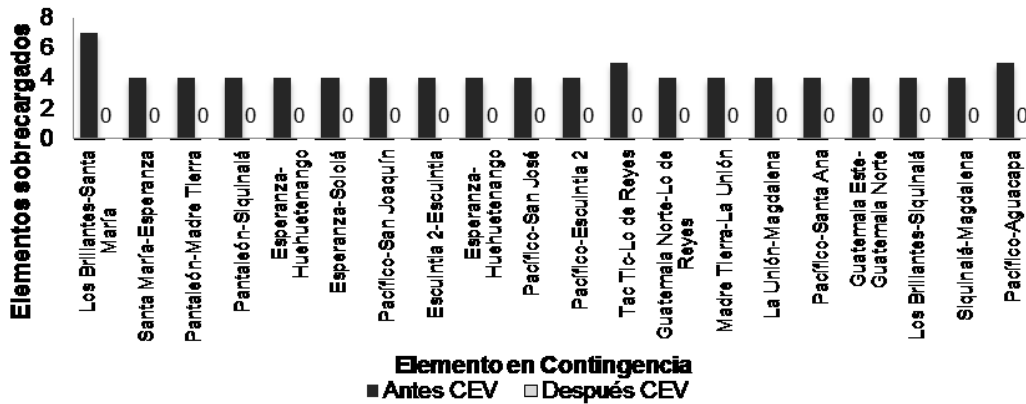


Figura 40. Comparación de elementos sobrecargados antes y después de instalar el CEV, época húmeda demanda mínima



Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

Figura 41. Comparación de elementos sobrecargados antes y después de instalar el CEV, época seca demanda máxima



Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

Figura 42. **Comparación de elementos sobrecargados antes y después de instalar el CEV, época húmeda demanda máxima**



Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

Con la observación de las gráficas anteriores, se puede determinar que los CEV son elementos que aportan beneficios al sistema donde están conectados, ya que estos dispositivos pueden dar la potencia (inductiva o capacitiva) según sea necesario, lo anterior es favorable en caso de una contingencia debido a que, al conmutar de potencia reactiva inductiva a potencia inductiva capacitiva, se puede llegar a tener un mejor control del voltaje, esto se puede evidenciar con las gráficas, ya que con el CEV existe una disminución de elementos sobrecargados a consecuencia de una contingencia, extremo tal que en algunos casos la contingencia no presenta elementos sobrecargados.

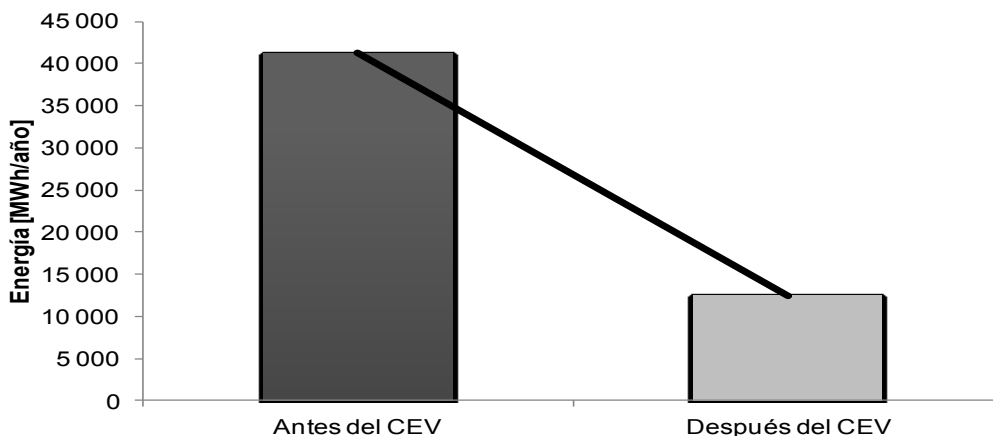
Esto da la pauta que al tener instalado un CEV, esto podrá beneficiar al sistema en cuanto a la respuesta ante una eventual contingencia, lo que se podría traducir en una mejora a la confiabilidad, la cual será analizada en el siguiente epígrafe.

### 3.3. Análisis de confiabilidad

Como se mencionó en el capítulo anterior, el marco actual de los sistemas eléctricos tiene como objetivo el crecimiento del sistema, pero éste, de ser de una forma confiable y eficiente, por ende se esperan que mejoren los índices de calidad mejoren la red de transmisión.

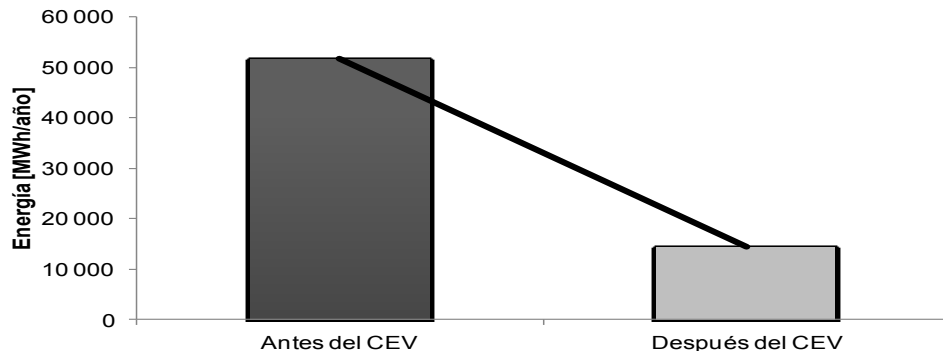
Las NTCSTS establece límites permisibles de salidas de elementos, el objetivo del presente epígrafe, es poner a prueba el sistema haciéndolo llegar a estos límites tanto en el aspecto de la cantidad de veces fuera de servicio como la duración del mismo, en un período de 1 año. Con lo cual se podrá observar la energía que no se suministra en este período y se podrá comparar con la energía no suministrada después de la instalación del CEV.

Figura 43. **Comparación de la energía no suministrada a consecuencia de fallas en el sistema antes y después de instalar el CEV, época seca demanda mínima**



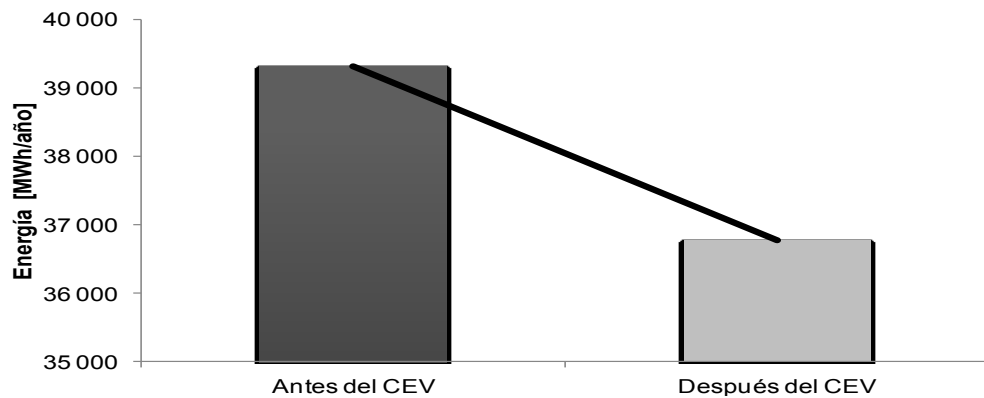
Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

Figura 44. **Comparación de la energía no suministrada a consecuencia de fallas en el sistema antes y después de instalar el CEV, época húmeda demanda mínima**



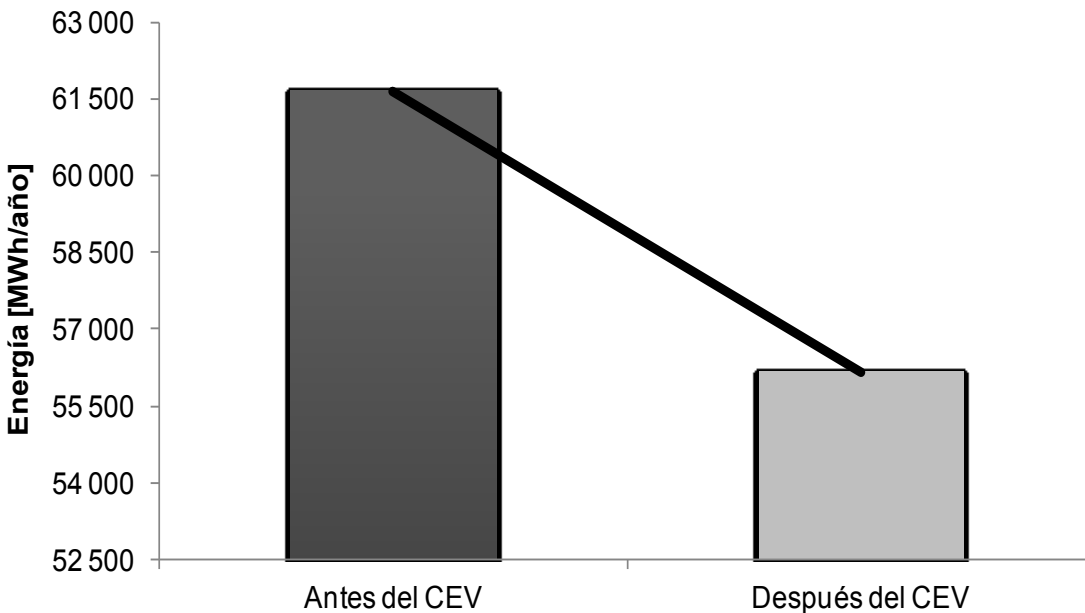
Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

Figura 45. **Comparación de la energía no suministrada a consecuencia de fallas en el sistema antes y después de instalar el CEV, época seca demanda máxima**



Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

Figura 46. **Comparación de la energía no suministrada a consecuencia de fallas en el sistema antes y después de instalar el CEV, época húmeda demanda máxima**



Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

Al observar el resultado del análisis, se puede determinar que el CEV instalado en la red de transporte, aumenta la confiabilidad de operación, ya que al simularse fallas en todas las líneas de 230 kilovoltios se presentó una energía no suministrada mayor en comparación con el caso donde ya se encontraba instalado el CEV. Lo anterior se resume en la siguiente tabla:

Tabla XVI. **Resumen del estudio de confiabilidad**

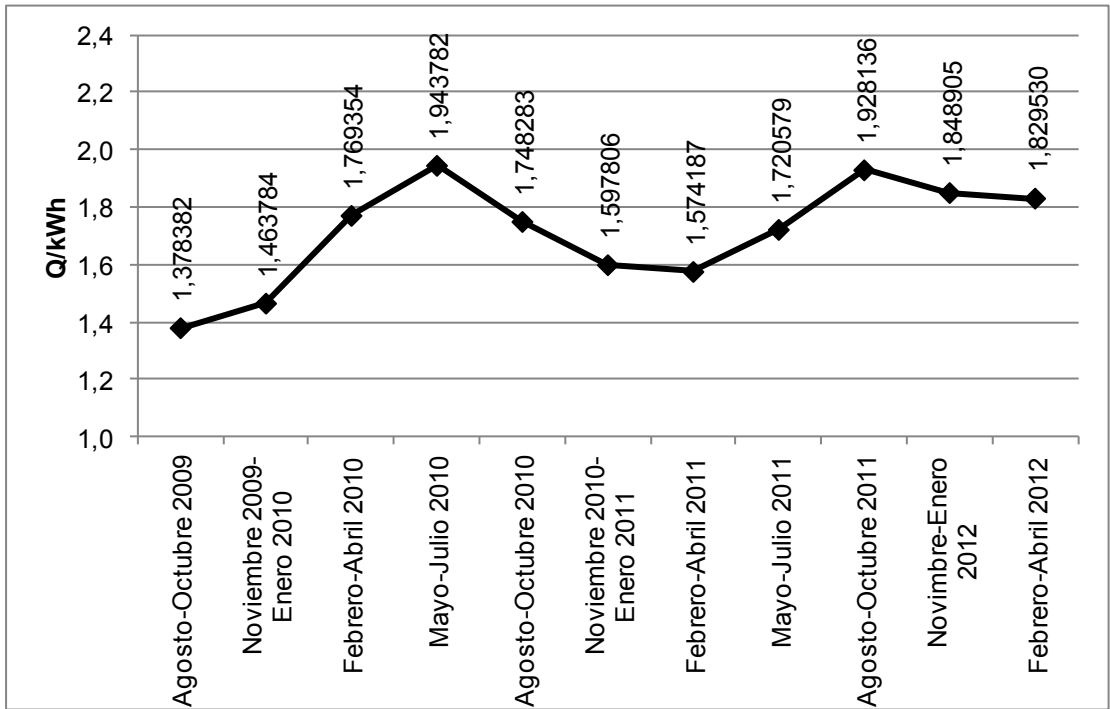
Época	Energía en megavatios hora al año		
	Antes del CEV	Después del CEV	Diferencia
Época Seca Demanda Mínima	41 211,55	12 440,40	28 771,15
Época Seca Demanda Máxima	39 313,95	36 769,75	2 544,21
Época Húmeda Demanda Mínima	51 586,74	14 407,75	37 178,99
Época Húmeda Demanda Máxima	61 658,96	56 171,75	5 487,20

Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

Tal como se puede observar, los CEV son de entero beneficio para el sistema, ya que con la instalación de los mismos en los puntos mencionados anteriormente, representan un ahorro de energía no suministrada para el sistema de hasta 37 gigavatios hora al año.

Cuando se tiene una energía no suministrada a consecuencia de fallas en el sistema, la normativa guatemalteca permite valorizarla por medio del Costo de la Energía No Suministrada (CENS), el cual se define como diez veces el valor del cargo unitario por energía de la tarifa simple para usuarios conectados en baja tensión cargo por demanda (BTS), de la ciudad de Guatemala, del primer día y primer mes del período de control evaluado.

Figura 47. Variación histórica de la BTS en quetzales por kilovatio hora



Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica,

<http://www.cnee.gob.gt/Calculadora/ndex3.php>. Consulta: mayo de 2012.

Valorizando la energía no suministrada que se puede ahorrar con la instalación de los CEV propuestos en el capítulo anterior, se llega a determinar que este monto alcanza los US\$ 8 744 278,00 al (utilizando la BTS para el período de febrero-abril 2012).

Dentro de la investigación realizada para este trabajo se contacto a distintas empresas que fabrican equipos para sistemas de potencia, a las cuales se les solicito un precio referencial de los CEV, siendo ABB la que dio una respuesta positiva a los distintos correos enviados, brindando un precio referencial de € 13 000 000,00 lo cual equivale a US\$ 16 988 400,00 por un

banco de CEV de 30 megavoltamperios reactivos (capacitivo/inductivo), este precio incluye el diseño de ingeniería, la manufacturación (pruebas de los equipos en la fábrica), el transformador para conectarlo a la barra de 230 kilovoltios, los costos de envío, instalación y adiestramiento de personal, la obra civil y las pruebas de campo no se encuentran incluidos.

Debido a que los CEV propuestos van a tener similares características, el costo de inversión total que se estima es un aproximado de US\$ 50 965 200,00 (sin incluir la obra civil y las pruebas de campo). Los beneficios económicos que brinda la instalación de los CEV se estudiarán en el capítulo 4.

#### **3.4. Análisis de los márgenes de estabilidad a través de las curvas P-V**

La inestabilidad de voltaje está relacionada con la falta de recursos de potencia reactiva en la red. Varios aspectos de los problemas de estabilidad de voltaje pueden ser analizados eficazmente con una simulación de flujo de potencia estático o en régimen permanente para una condición de funcionamiento específica del sistema.

Como fue mencionado en el capítulo anterior, la estabilidad de voltaje puede ser analizada por medio de las curvas P-V las cuales grafican como su nombre lo indica, el voltaje en función de la potencia que puede llegar a soportar una línea antes que se lleve a un voltaje de colapso.

Esta es la herramienta de análisis de estabilidad de voltaje más utilizada, pues permite obtener el margen de cargabilidad, con la ventaja que evita el problema de singularidad de la matriz jacobiana en el punto de colapso y permite la solución del flujo de potencia para puntos de equilibrio estable e inestable (parte superior e inferior de la curva P-V).



Como se mostrará en las siguientes gráficas, la instalación del CEV ayuda a mantener estable los voltajes en los nodos donde está instalado, lo cual demuestra que ante sucesos bruscos en el sistema este tipo de equipos puede ayudar a mantener la estabilidad del mismo, como es de esperarse un CEV no es una fuente de potencia infinita, por lo que llega un momento en el cual los nodos donde están instalados los CEV llega a colapsar, pero esto pasa con un aumento de potencia considerable, lo cual se puede explicar cómo un aumento en la capacidad de transmisión, ya que es probable que los límites térmicos de las líneas sean superados y el voltaje no haya llegado a un colapso en esos puntos.

El flujo energético a lo largo de un sistema de transmisión, está limitado por una o más de las siguientes características de la red:

- Límites de estabilidad
- Límites térmicos
- Límites de tensión

Técnicamente, las limitaciones de la transmisión de energía pueden evitarse cuando se añade más capacidad de transmisión y/o generación. Los sistemas *FACTS* están diseñados para superar las limitaciones mencionadas, de modo que los operadores puedan alcanzar sus objetivos sin necesidad de añadir nuevos sistemas.

Dado el carácter de los equipos electrónicos de alta potencia, la adopción de las soluciones *FACTS* estará justificada si la aplicación requiere uno o más de los siguientes atributos:

- Rapidez de respuesta
- Variación frecuente de la potencia suministrada
- Suavidad de regulación de la potencia suministrada

Los CEV pueden ubicarse en tres posiciones diferentes, los cuales pueden ser los siguientes:

- Junto a centros de carga importantes como son las grandes áreas urbanas:

La razón habitual para instalar sistemas CEV en centros de carga, es reducir el efecto de las perturbaciones de la red sobre las cargas sensibles. Puede tratarse de cortocircuitos y/o de la pérdida de líneas importantes de transmisión. Los centros de carga pueden estar al final de una red radial o en un sistema mallado. La característica común de ambas ubicaciones, es que las cargas están situadas lejos de grandes centrales eléctricas. Un ejemplo de instalación en una red mallada es el CEV situado en la localidad noruega de *Sylling*, próxima a *Oslo*. Esta central tiene una potencia nominal de  $\pm 160$  megavoltamperios reactivos y está conectada a un sistema de 420 kilovoltios en una subestación situada al sudoeste de la ciudad (ver figura 60).

Si se produce un cortocircuito en la red, el CEV detecta la caída de tensión resultante en el sistema de 420 kilovoltios y modifica su impedancia para restaurar rápidamente la tensión en la ciudad. Como resultado de la avería, los alternadores del sistema comienzan también a aumentar su potencia reactiva de salida para restablecer la tensión en las máquinas.

- En subestaciones críticas, generalmente alejadas de la red:

Otra ubicación característica de los CEV, está en las barras críticas de la red. Normalmente, estos CEV se instalan para impedir las bajas tensiones durante las variaciones de potencia activa y para evitar sobretensiones temporales excesivas en el caso de que se pierdan estaciones generadoras o líneas de transmisión importantes. Otra misión importante es prestar un continuo apoyo al suministro de tensión durante el ciclo diario de carga para que no sea necesario tener activadas grandes baterías de condensadores, lo que podría generar unas condiciones de tensión problemáticas durante, y sobre todo después, de la reparación de averías graves de la red. La amortiguación de las oscilaciones de potencia, es otra misión de los CEV. A condición de que esté ubicado en el punto adecuado de la red, el CEV podrá contribuir a una amortiguación importante de las variaciones de potencia.

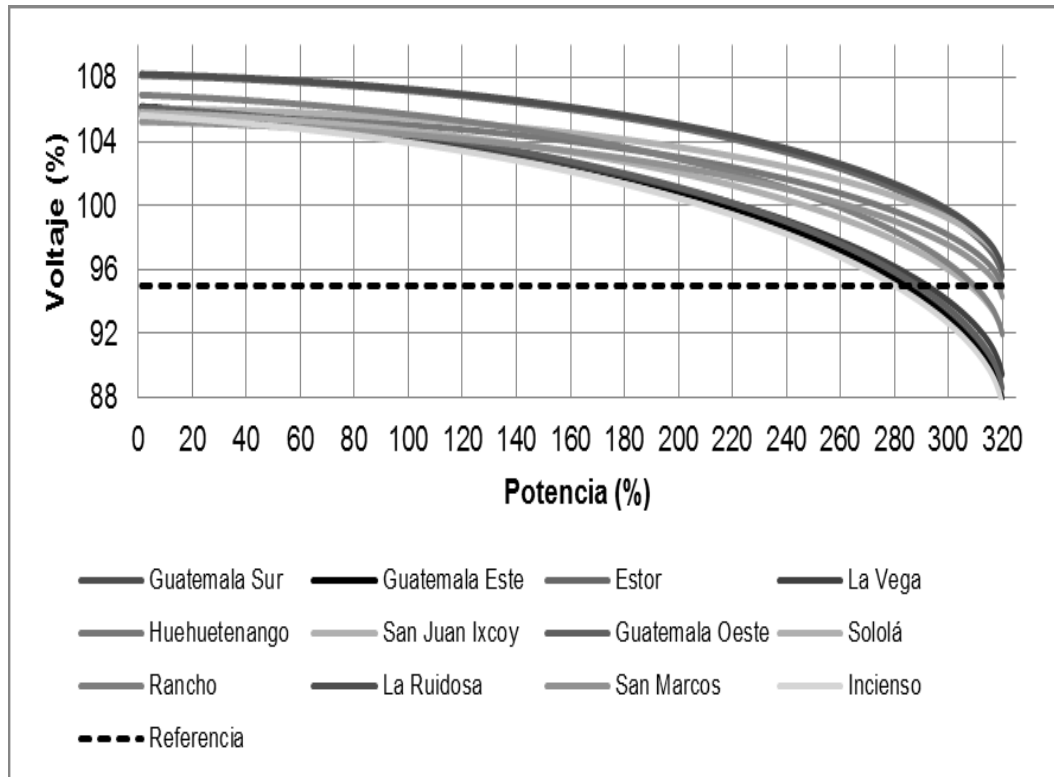
- Y en los puntos de alimentación de grandes cargas industriales o de tracción:

Los CEV son instalados en el punto de alimentación de industrias importantes u otros tipos de cargas comerciales. En las acerías, por ejemplo, actúan como compensadores en los hornos de arco eléctrico, para asegurar que los demás clientes conectados a la red no tengan problemas con la calidad de la energía que reciben.

Estos compensadores, denominados CEV industriales, se salen del campo que trata este trabajo de investigación.

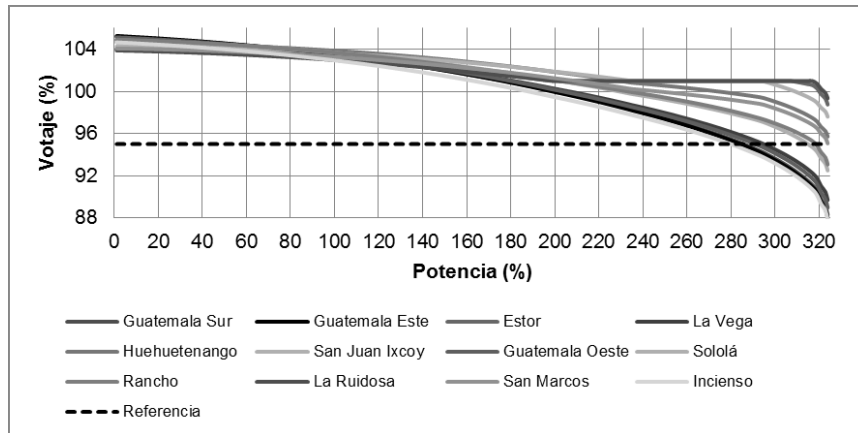
Utilizando el criterio de la subestaciones críticas el resultado del análisis de estabilidad se muestran en las siguientes gráficas:

Figura 48. **Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios antes de la instalación del CEV, época seca demanda mínima**



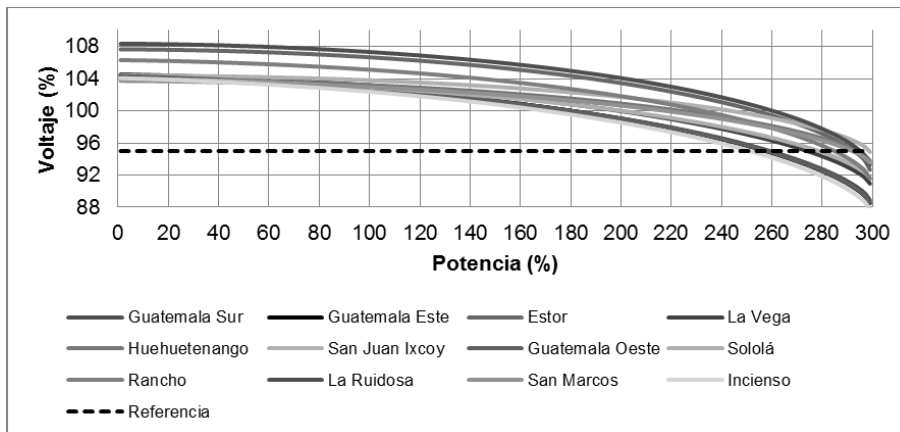
Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

Figura 49. **Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios después de la instalación del CEV, época seca demanda mínima**



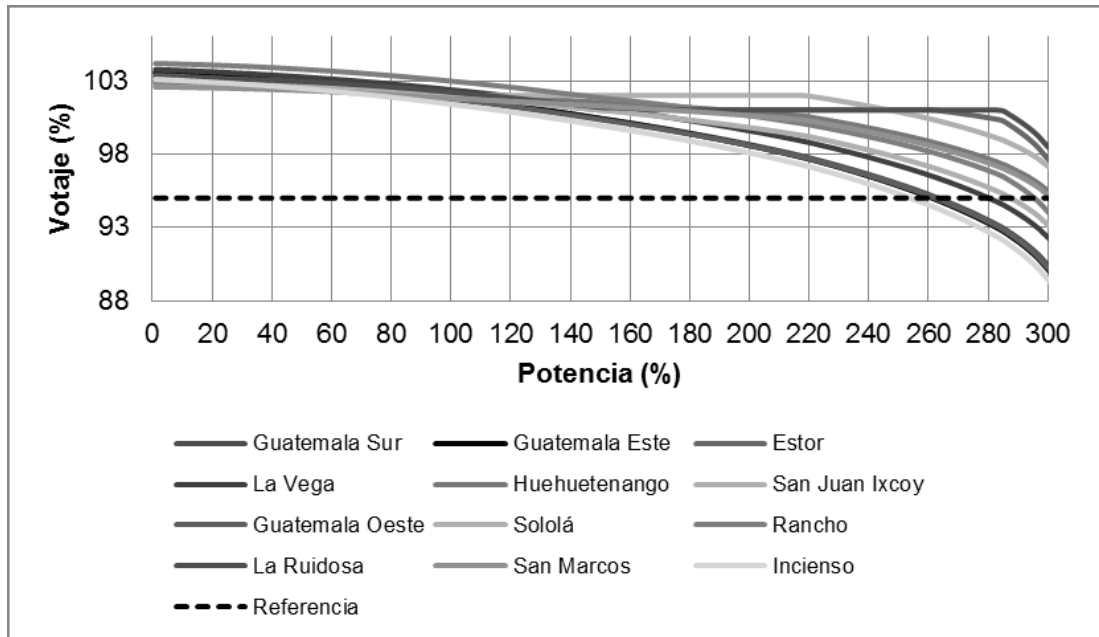
Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

Figura 50. **Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios antes de la instalación del CEV, época lluviosa demanda mínima**



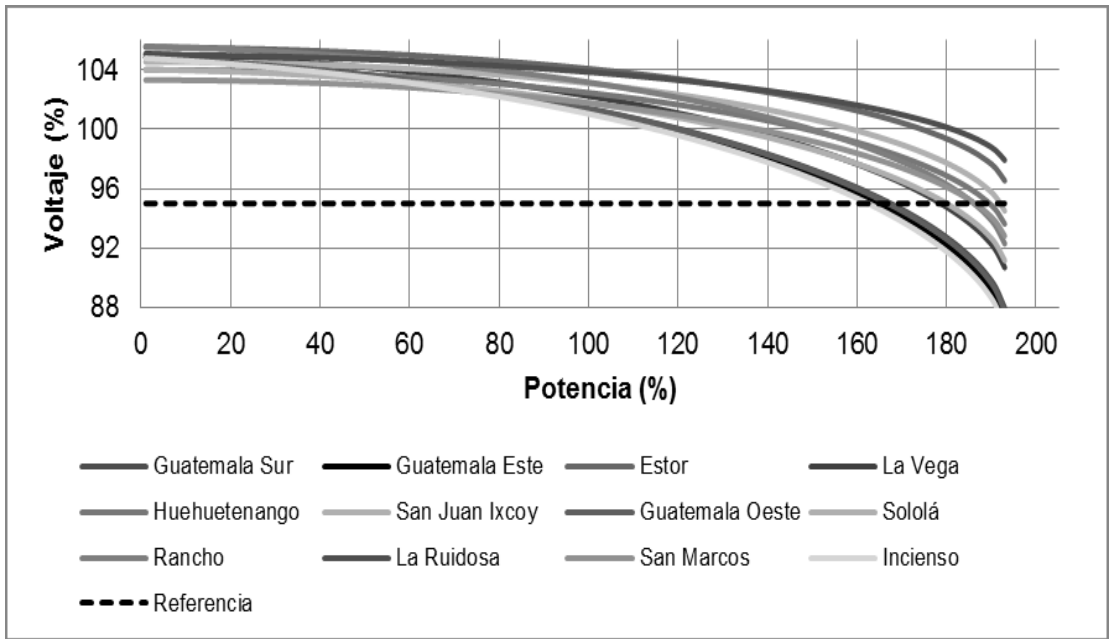
Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

Figura 51. **Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios después de la instalación del CEV, época lluviosa demanda mínima**



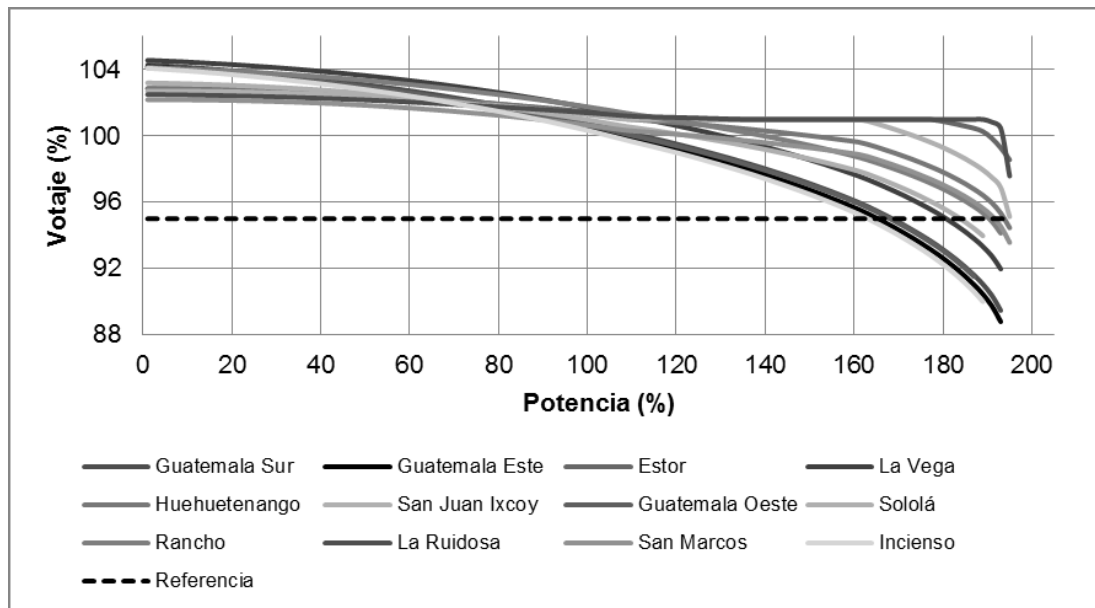
Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

Figura 52. **Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios antes de la instalación del CEV, época seca demanda máxima**



Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

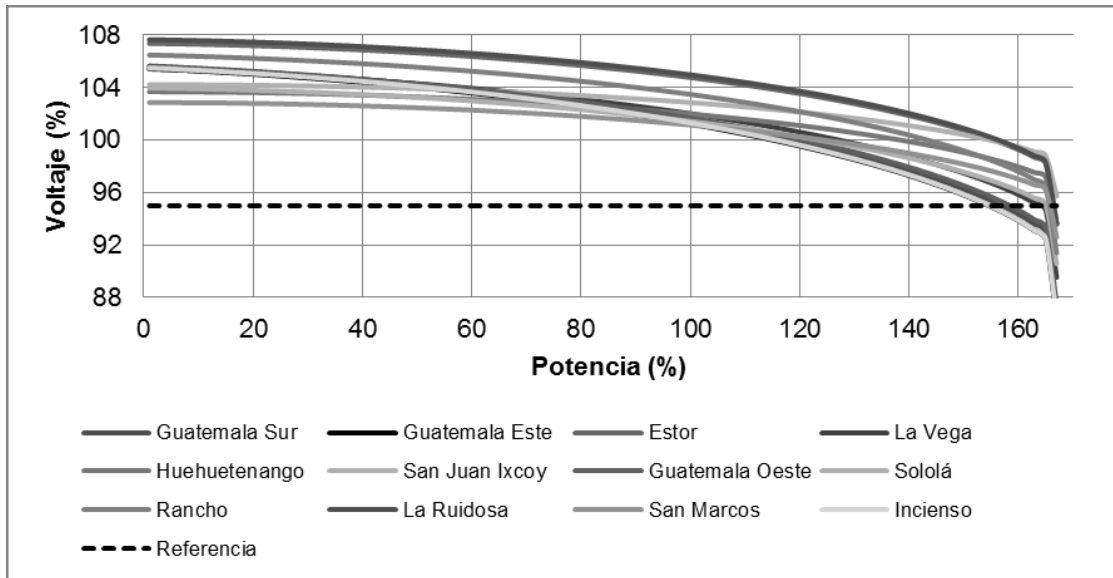
Figura 53. **Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios después de la instalación del CEV, época seca demanda máxima**



Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

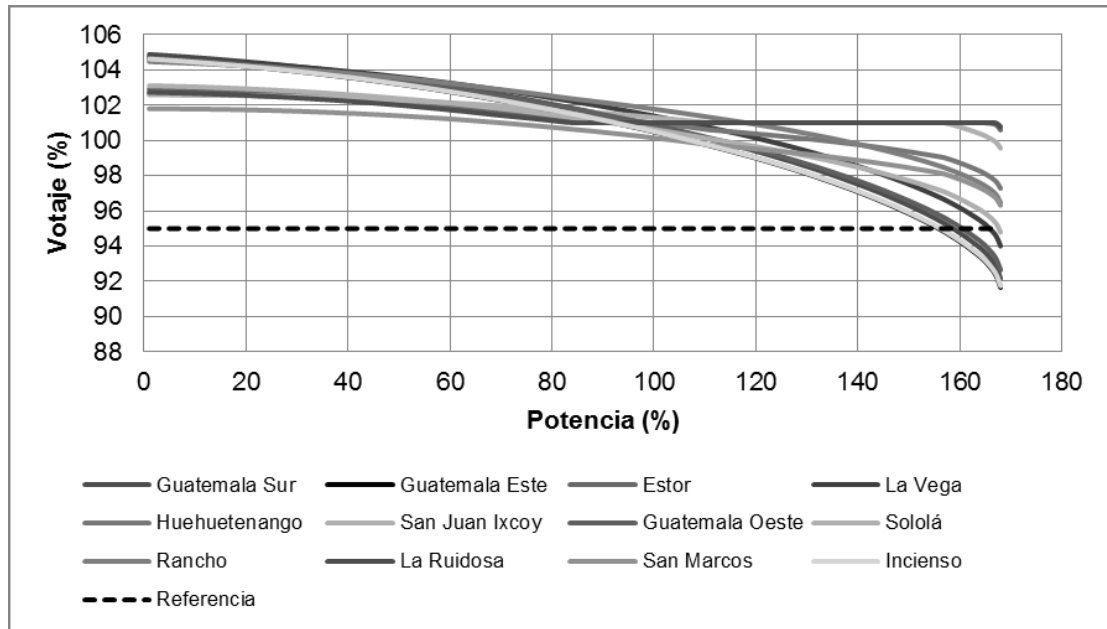


Figura 54. **Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios antes de la instalación del CEV, época lluviosa demanda máxima**



Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

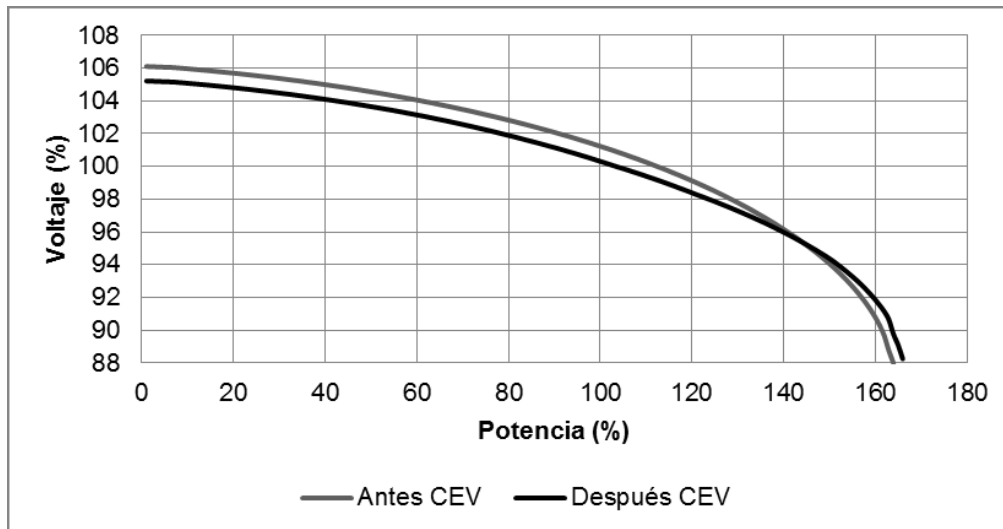
Figura 55. **Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios después de la instalación del CEV, época lluviosa demanda máxima**



Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

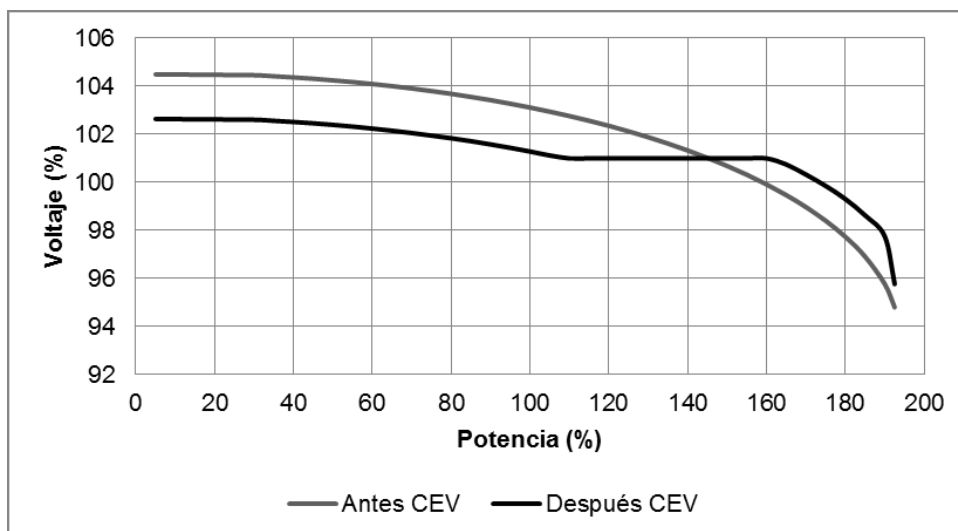
A continuación se muestran en forma detallada, el efecto que tiene la instalación de un CEV para demanda mínima época seca.

Figura 56. **Curvas P-V para el nodo Guatemala Sur 230 kilovoltios**



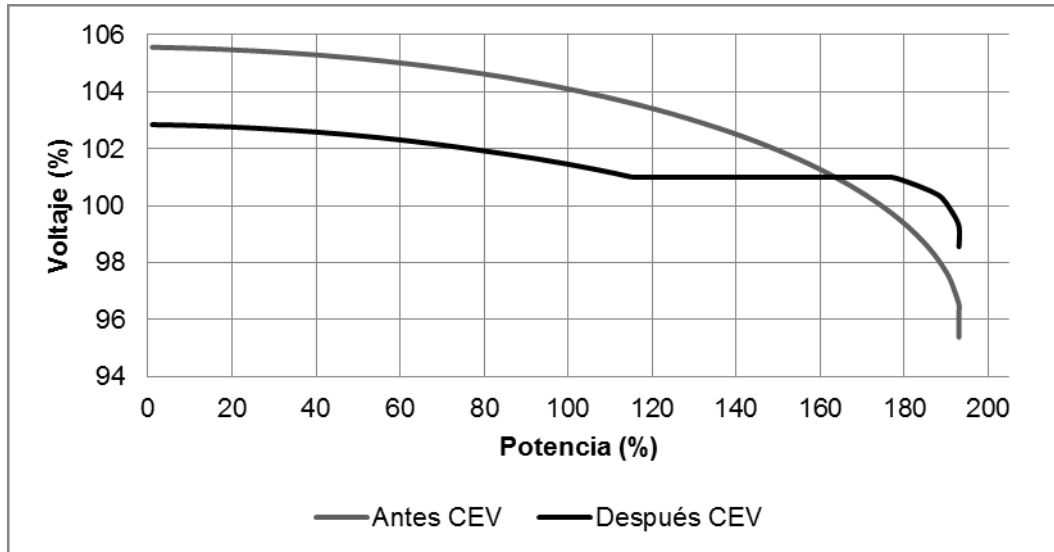
Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

Figura 57. **Curvas P-V para el nodo San Juan Ixcoy 230 kilovoltios**



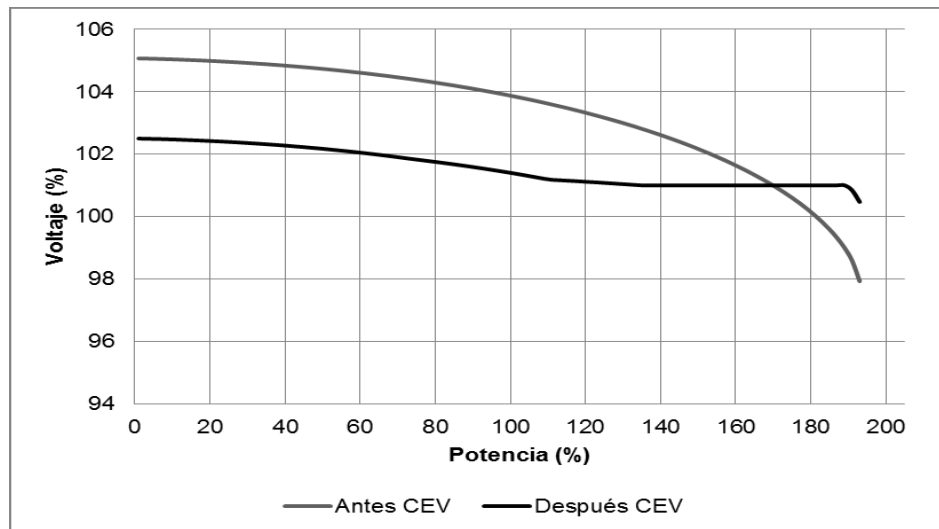
Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

Figura 58. **Curvas P-V para el nodo Estor 230 kilovoltios**



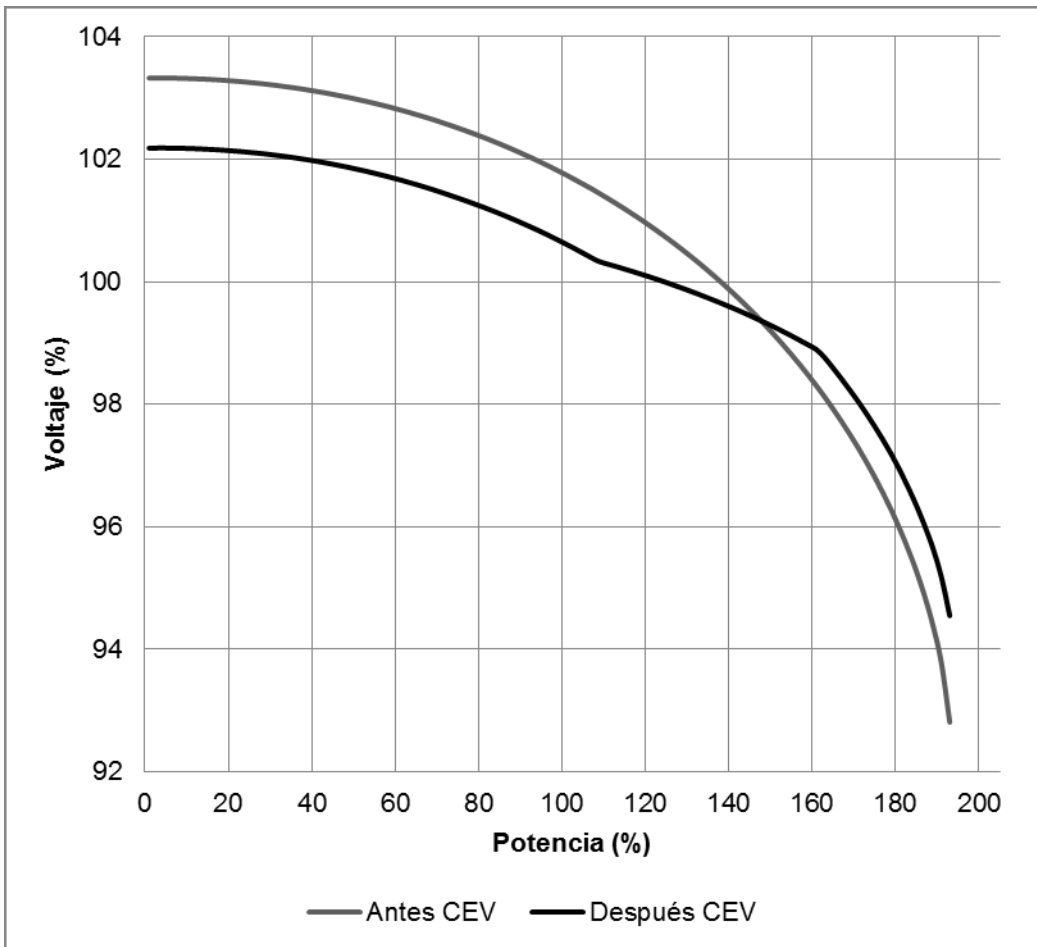
Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

Figura 59. **Curvas P-V para el nodo La Ruidosa 230 kilovoltios**



Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

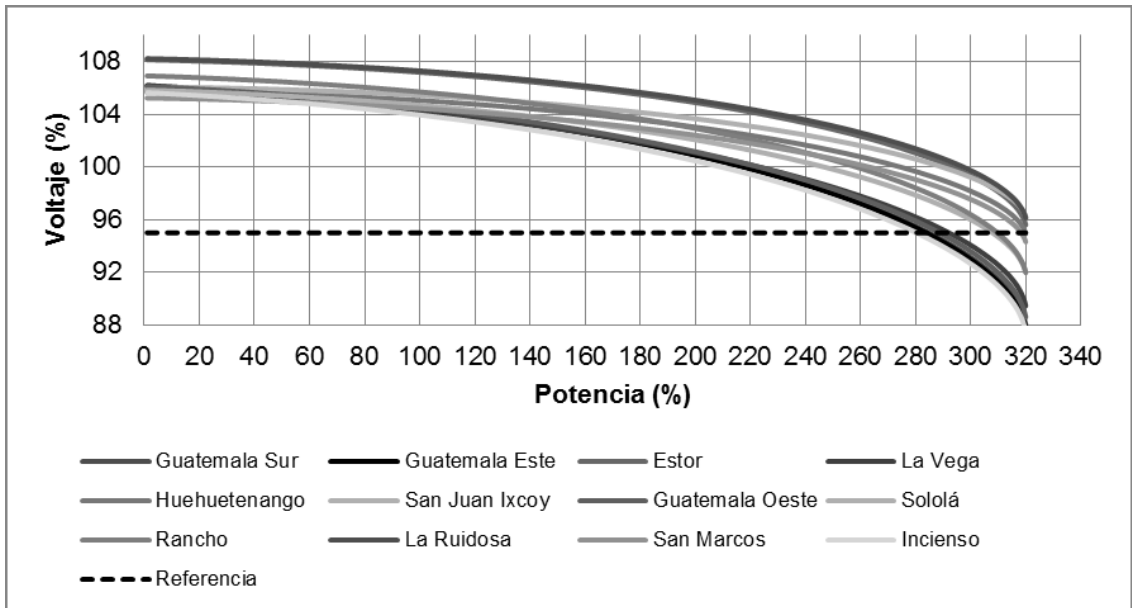
Figura 60. **Curvas P-V para el nodo San Marcos 2, 230 kilovoltios**



Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

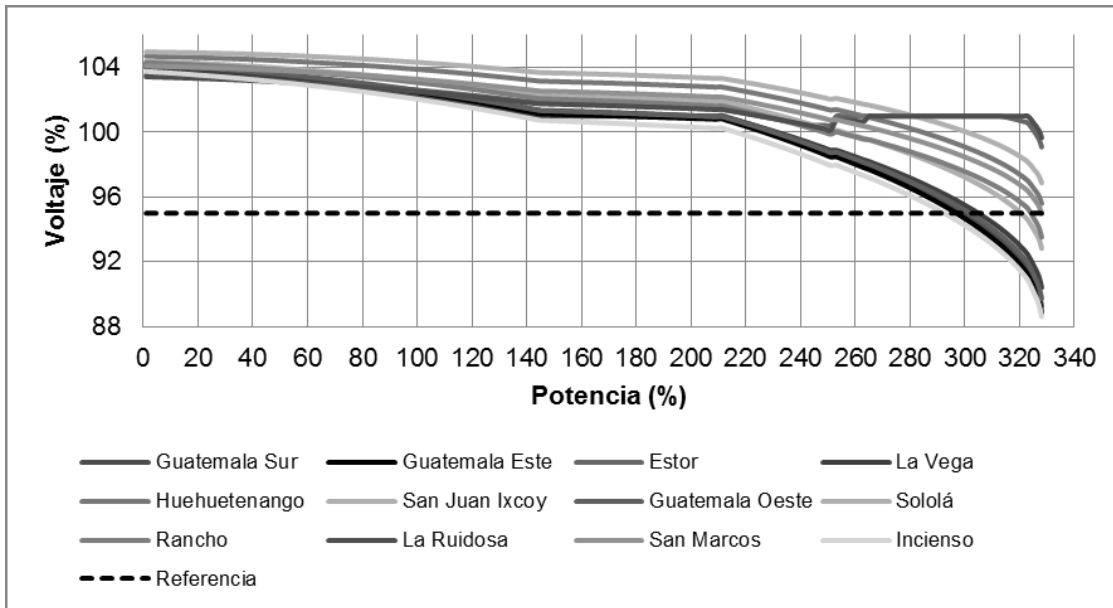
Al utilizar el criterio de instalar los CEV junto a centros de carga importantes como son las grandes áreas urbanas, el resultado del análisis de estabilidad se muestran en las siguientes gráficas:

Figura 61. **Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios antes de la instalación del CEV, época seca demanda mínima**



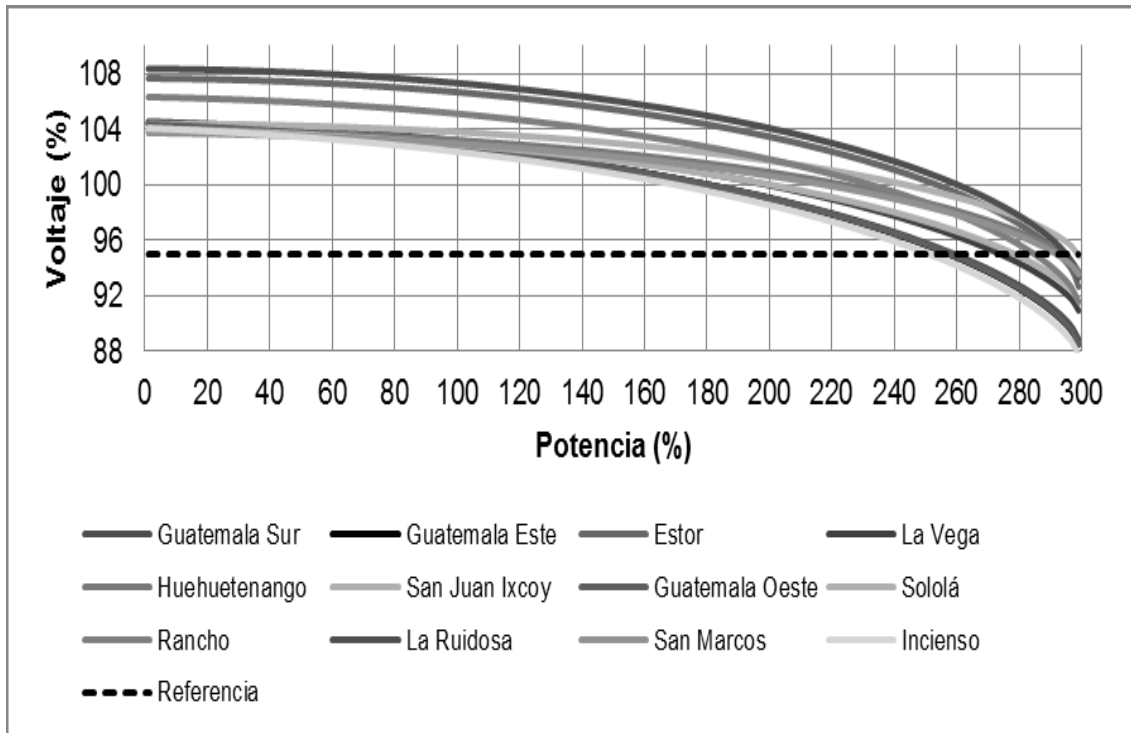
Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

Figura 62. **Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios después de la instalación del CEV, época seca demanda mínima**



Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

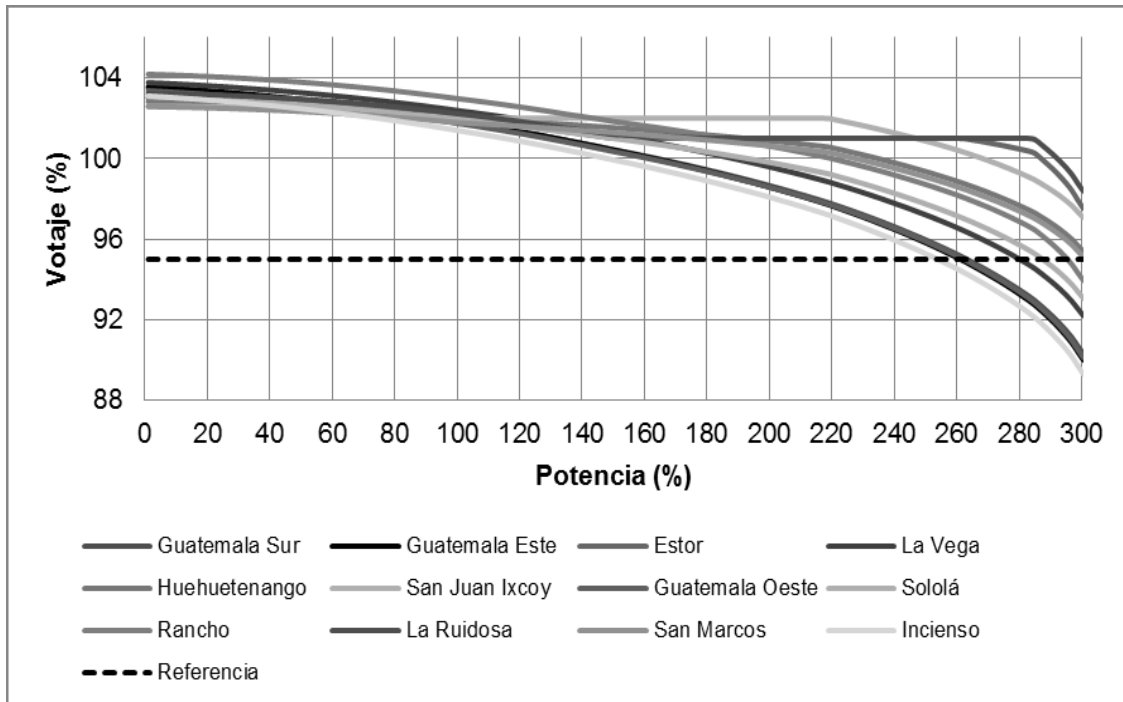
Figura 63. **Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios antes de la instalación del CEV, época lluviosa demanda mínima**



Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

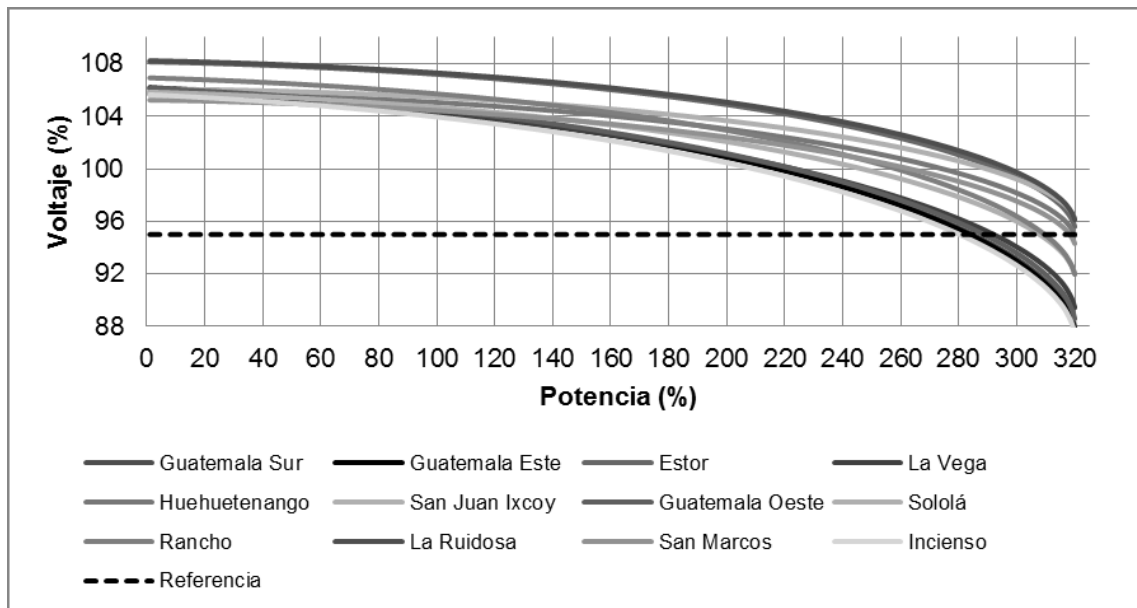


Figura 64. **Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios después de la instalación del CEV, época lluviosa demanda mínima**



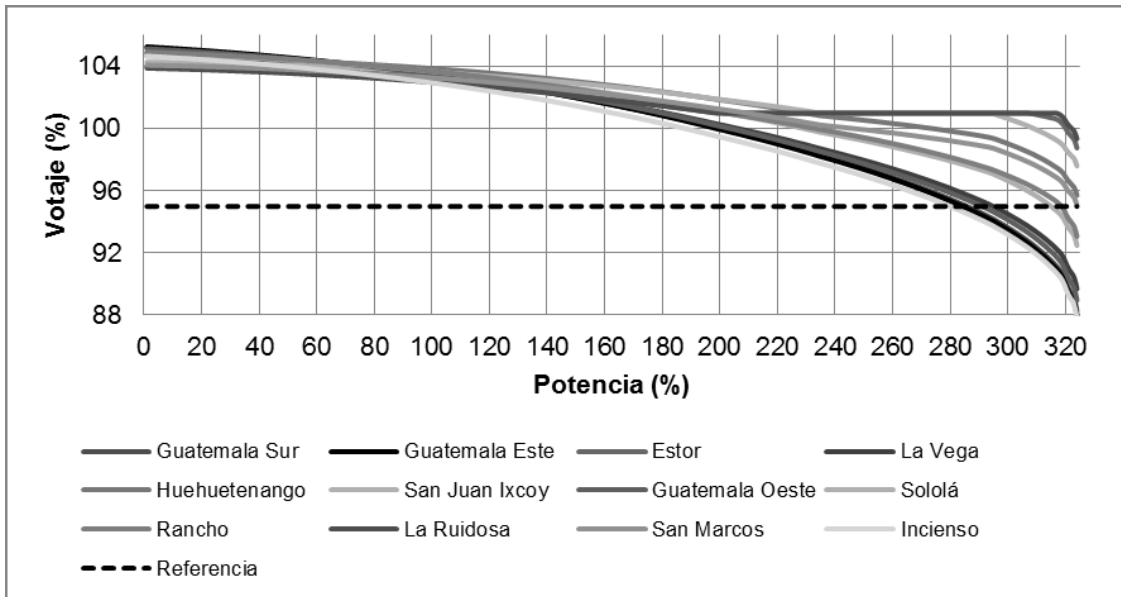
Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

Figura 65. **Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios antes de la instalación del CEV, época seca demanda máxima**



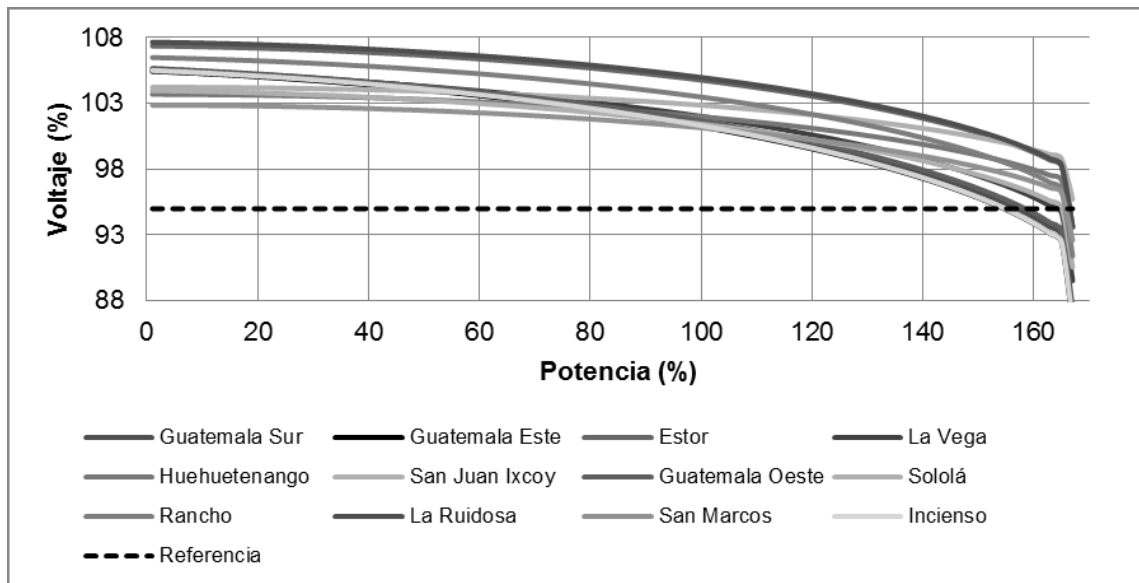
Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

Figura 66. **Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios después de la instalación del CEV, época seca demanda máxima**



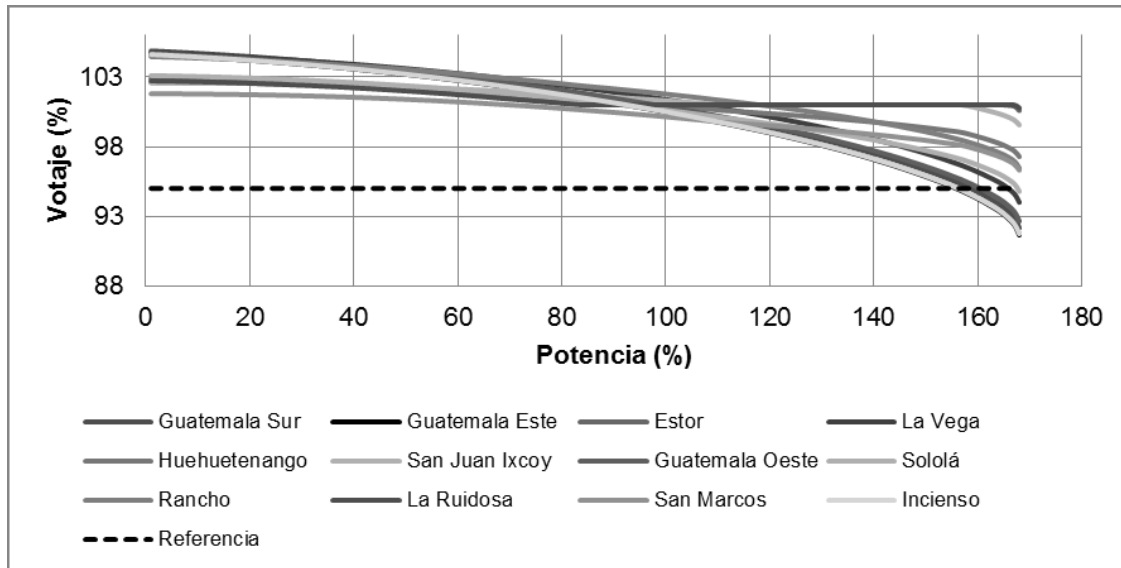
Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

Figura 67. **Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios antes de la instalación del CEV, época lluviosa demanda máxima**



Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

Figura 68. **Curvas P-V para nodos seleccionados de 230 kilovoltios antes de la instalación del CEV, época lluviosa demanda máxima**



Fuente: elaboración propia con los resultados de la simulación con NEPLAN®.

En resumen de las características multifuncionales de un CEV, proporciona nuevas formas para la mejora de la transferencia de potencia y la capacidad de uso de líneas de transmisión. Con lo anterior se podría mejorar la capacidad de las transferencias de energía, logrando brindar una calidad más alta de energía en el punto de entrega en situaciones normales o en contingencias, disminuir la energía no suministrada a consecuencia de la instalación de estos nuevos equipos e inclusive evitar los sobrecostos de generación.

Cuando los dispositivos como los CEV operan manteniendo un voltaje constante en el nodo donde están instalados, en las líneas de transmisión adyacentes mejoran el margen de estabilidad y el valor propio crítico en el sistema. Su mayor efecto se produce cuando se reduce la carga del sistema, debido a que hay un menor flujo de corriente y, por lo tanto, hay mayor compensación en la impedancia de la línea porque el voltaje se mantiene constante.



## **4. OTRAS CONSIDERACIONES**

### **4.1. Consideraciones económicas de la inversión en redes de transmisión**

Ciertamente hoy en día estrictos requisitos deben de cumplirse para poner en operación nuevas obras en el sistema, tanto como las gestiones sociales, el impacto ambiental y la propia regulación, dan lugar a lograr ese objetivo sea riguroso y trabajoso.

Estos factores combinados con la necesidad de transmitir energía a grandes distancias, son algunas de las causas principales para que los índices de calidad vayan disminuyendo conforme el aumento de la demanda.

La solución a un problema operacional de transmisión, tiene que ser, no sólo tecnológicamente factible, sino también económicamente eficiente, además debe contar con el menor impacto ambiental posible.

Inversiones de capital para los sistemas de transmisión, son muy dependientes de los diferentes parámetros, tales como los tecnológicos (potencia, tensión de servicio, etc.), de las limitaciones ambientales y las características geográficas, así como de los costos de material y mano de obra. En general, las restricciones ambientales aumentan los costos y el tiempo de ejecución (por ejemplo, para líneas de transmisión aéreas), mientras que los avances tecnológicos en la fabricación tienden a reducir los costos (por ejemplo, para componentes de electrónica de potencia).



La tecnología de los CEV, ha introducido nuevas formas de controlar ciertas variables del sistema en forma continua, como lo es la potencia reactiva; la cual dependiendo de la necesidad del sistema puede ser inductiva o capacitiva, esto hace que la operación del sistema en cierto grado sea más flexible y segura, esta flexibilidad obtenida es un posible logro a alcanzar para los propietarios de la red, ya que les puede proporcionar una seguridad adicional a la hora de brindar el servicio de energía eléctrica, lo anterior puede ser reflejado al usuario final con el aumento de la calidad que recibe.

La naturaleza de las inversiones en la red de transmisión presenta características intrínsecas que se deben tomar en cuenta, como por ejemplo: la forma que los flujos se distribuyen en la red, límite térmico de sus conductores; razones de estabilidad estacionaria, etc. Las inversiones en relacionadas con los CEV son intensivas y tiene además una importante componente de irreversibilidad, pero menor que el de una línea de transmisión.

Las empresas que prestan servicios de transmisión de energía pueden ver en los CEV respuestas a las cuestiones financieras y de mercado que demandan una operación más óptima y rentable del SEP. En términos económicos, la instalación de estos dispositivos puede mostrar ventajas directas como ingresos adicionales, debido a la capacidad de transmisión mayor o la de evitar las inversiones en nuevas líneas de transmisión.

Las instalaciones más recientes de CEV se han llevado a cabo en Chile, Canadá, USA, México, Sudáfrica y Finlandia. En Europa, la mayor cantidad de CEV está concentrada en el Reino Unido, mientras que una de las aplicaciones más recientes, consiste de un CEV (que provee soporte de potencia reactiva en el rango de -200/+240 megavoltamperios reactivos) instalado en la subestación *Kangasala*, en Finlandia, en el 2009.

Casi la mitad de los CEV instalados, son usados para aplicaciones industriales, debido a que este tipo de usuarios requieren de un servicio de alta calidad, lo anterior se da principalmente a las exigencias en sus procesos de operación y producción. Por ejemplo, las demandas incrementadas de producción de acero, y las exigencias referidas con los disturbios de la red, se relacionan con el incremento del costo de la energía, lo que hace la compensación de reactivos un requerimiento en la industria del acero. Además, las conexiones débiles con la red, que presentan problemas severos en el sostenimiento de voltajes estables.

Un área de aplicación creciente, es el de las fuentes de energía renovable o de generación distribuida renovable. En especial las granjas de generación eólica con fluctuaciones en la producción, necesitan niveles balanceados de potencia reactiva y el mantenimiento de voltajes dentro de niveles adecuados, tanto en las barras de generación como en el nodo de interconexión con el sistema.

En los capítulos anteriores se pudieron observar los resultados obtenidos del análisis del comportamiento en régimen permanente del SNI ante la incorporación de dispositivos como los CEV dentro de las obras del Plan de Expansión de la Transmisión resultan en un incremento del margen de estabilidad de voltaje por transferencia de potencia activa, por requerimiento de reactivos y ante el déficit de reactivos en la red ante posibles contingencias; además mejoran los perfiles de voltaje del SNI, la transferencia de potencia por las redes aledañas a los nodos donde se encuentran instalados.

#### 4.1.1. Conceptos básicos de la evaluación económica

Dependiendo del problema de inversión, muchos métodos se utilizan, pero los más comunes son el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y la amortización. Los dos primeros pertenecen al grupo de los métodos dinámicos, mientras que el tercero pertenece a los métodos estáticos.

Los métodos dinámicos y estáticos, son parte de los métodos de análisis. Todos los métodos del grupo buscan sólo en determinada estructura de costos y beneficios, ofrecer una comparación de las diferentes posibilidades. Si se dan varios proyectos, el problema general también se puede definir en términos de un algoritmo de optimización mediante el uso de la investigación de operaciones (OR).

El Valor Actual Neto *Net Present Value*, (NPV) de una inversión, es la suma de los valores actualizados de todos los flujos netos de caja esperados del proyecto (son descontados a una tasa  $k$ , que representa el costo del oportunidad del capital, o costo del capital) deducido el valor de la inversión inicial.

La tabla XVII proporciona la información requerida para el cálculo del Valor Presente Neto para un proyecto, donde  $I_0$  es la inversión inicial. Siguiendo la inversión, cuatro flujos de efectivo son esperados, cada uno descontado al costo de capital para el periodo de tiempo, en cuestión.

Tabla XVII. **Inversión de una etapa y su estructura de flujo de fondo**

Tiempo	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Inversión	$I_0$	0	0	0	0
Flujo de efectivo		$C_1$	$C_2$	$C_3$	$C_4$
Costo de Capital		$K_1$	$K_2$	$K_3$	$K_4$
Valor presente		$\frac{C_1}{(1 + K_1)^1}$	$\frac{C_2}{(1 + K_2)^2}$	$\frac{C_3}{(1 + K_3)^3}$	$\frac{C_4}{(1 + K_4)^4}$

Fuente: elaboración propia.

El valor presente para el proyecto al tiempo  $t=0$ , es definida por la expresión:

$$NPV = \sum_{j=1}^N \left( \frac{FF_j}{(1 + K_j)^j} \right) \quad (\text{ec. 4.1})$$

Donde  $FF_j$  es el flujo de efectivo del  $j$  y  $N$  el horizonte de la inversión.

Los flujos de efectivo a ser considerados, los flujos de efectivo incrementales, esto es, aquellos flujos de efectivo que se producen por la ejecución de la inversión.

Se puede observar que, en general, la tasa de descuento puede ser diferente de un para otro. Esto es considerado por los subíndices en las tasas de descuento. Esta tasa es igual al costo de oportunidad o al costo de capital de la empresa que realiza la inversión, y debe reflejar el nivel de riesgo del proyecto. Esta tasa también es conocida como tasa de corte del proyecto.

Conceptualmente el NPV representa el valor absoluto de la riqueza que agrega un nuevo proyecto de inversión a la empresa en el momento cero. Esto es, si la empresa realiza un proyecto que tiene un NPV positivo, la empresa estaría aumentando su valor presente en el NPV, luego de realizar el proyecto. Así, el criterio para la aceptación de un proyecto es el requerimiento que este cree valor a la empresa, en otras palabras, que el NPV de la empresa sea positivo.

La TIR para el proyecto, es la tasa de retorno el cuál origina un NPV igual a cero. Una estrategia convencional de planificación acepta un proyecto que provee una TIR que excede el costo de capital. Matemáticamente, esta definición se puede expresar como:

$$FF_0 = \sum_{j=1}^n \left( \frac{FF_j}{(1 + TIR)^j} \right) \quad (\text{ec. 4.2})$$

La TIR es una medida de rentabilidad periódica de la inversión. A diferencia del NPV, no mide en términos absolutos, sino que lo hace en términos relativos, al indicar, en principio, cuál es el porcentaje de rentabilidad que se obtiene por cada moneda invertida en el proyecto.

No se debe confundir la TIR con la tasa de corte utilizada en la tasa de corte utilizada en el NPV; ésta representa el costo de oportunidad del capital, mientras que la TIR es la tasa que nació con el proyecto, su tasa intrínseca.

Existen ciertos problemas en la aplicación del método de la TIR para la evaluación de proyectos de inversión. En el criterio de la TIR, se supone que cada flujo de efectivo es reinvertido a la misma tasa TIR por el número de períodos que faltan para finalizar la vida útil del proyecto.

Siempre que se analizan proyectos simples habrá una sola TIR, pero cuando usted se enfrenta a proyectos no simples, donde los flujos de fondos cambian de signo en más de una oportunidad, pueden ocurrir dos cosas:

- El proyecto tenga más de una TIR (esto es, que exista más de una tasa que satisfaga la ecuación  $NPV = 0$ )
- El proyecto no tenga una TIR (no exista tasa real que satisfaga la ecuación  $NPV = 0$ ).

La relación B/C se obtiene calculando el cociente entre el valor actual de los ingresos netos esperados y el desembolso inicial de la inversión. El B/C descuenta los futuros ingresos esperados con el costo de oportunidad, pero en lugar de restar el costo de inversión inicial, este es utilizado en él cálculo como denominador. Si el índice de rentabilidad es mayor que 1, el valor actual de los ingresos es mayor que la inversión inicial y debe ser aceptado el proyecto.

Las inversiones en *FACTS*, son intensivas y tiene además una importante componente de irreversibilidad, pero en algunos casos menores que el de líneas de transmisión y los trabajos que conlleva la instalación de las mismas. Además, el análisis en un horizonte de largo plazo involucra incertidumbres y riesgos que no pueden ser ignoradas.

#### **4.1.2. Beneficios económicos de la instalación de los CEV**

En términos económicos, la instalación de dispositivos CEV pueden mostrar las ventajas directas siguientes:

- Ingresos adicionales debido a la capacidad de transmisión mayor y promoviendo así el libre acceso a la capacidad de transmisión. En líneas congestionadas, el aumento de la capacidad puede convertirse en ganancias, en un período de tiempo relativamente corto. Además de lo anterior, al aumentar la capacidad de transmisión se puede garantizar el libre acceso a la transmisión, como a la generación al permitir un mayor flujo de potencia en determinadas condiciones.
- Postergación de las inversiones en nuevas líneas de transmisión de alta tensión y/o en la nueva generación de energía. En el caso de una línea congestionada, esto podría permitir que la mitigación de los problemas que enfrentan los operadores del sistema, incluidas las cuestiones sociales y de autorización, que son cada vez más complejas.

Además de lo citado anteriormente y haciendo uso de los valores obtenidos con el estudio de confiabilidad mostrado en el capítulo anterior, se estima que el monto de inversión por la instalación de los CEV propuestos (US\$ 50 965 200,00) y con los beneficios anuales de US\$ 8 744 278,00 se obtiene una Tasa Interna de Retorno del 15 por ciento lo cual se traduce en una inversión atractiva ya que se puede tomar el proyecto como rentable.

#### **4.1.3. Aspectos ambientales de los CEV**

Considerando que esta tecnología es muy reciente y de limitada aplicación, los estudios realizados sobre este tema no son comunes. Sin embargo, se sabe que los CEV tienen un impacto ambiental en términos de una mayor ocupación de superficie en las subestaciones.

El rango normal de la ocupación de la superficie (o uso de la tierra), debido a la instalación de estos dispositivos se encuentra entre 10 y 20 metros cuadrados por cada megavoltamperio reactivo, dependiendo del tipo de dispositivo, la potencia y si el dispositivo, es reubicable (preparado que ser trasladados a un lugar diferente).

Figura 69. **Subestación de 420 kilovoltios en Sylling Noruega, CEV instalado**



Fuente: ABB, *FACTS Solutions & Case Studies* contenido en el Disco Compacto "FACTS".





## CONCLUSIONES

1. Los Compensadores Estáticos de Vares (CEV), presentan la ventajas como el aumento a la cargabilidad de los sistemas de transmisión, controlan los sobrevoltajes de estado estable y temporales, brindando una mejor regulación de tensión, aumento a la confiabilidad y son elementos que pueden conmutar de forma capacitiva o inductiva según sea la necesidad.
2. En los casos de estudio, la instalación de Compensadores Estáticos de Vares representa una disminución de hasta el 95 por ciento de las sobrecargas ante las contingencias evaluadas.
3. La instalación de Compensadores Estáticos de Vares (CEV), contribuye a la disminución de la energía no suministrada por fallas en la red de transmisión, en los casos de estudio se observa una disminución de hasta 37 gigavatios hora al año.
4. Los Compensadores Estáticos de Vares (CEV), resultan una solución técnica a ser considerada en las obras del Plan de Expansión de la Transmisión, debido a que mejoran la regulación de tensión, aumentan la capacidad de transmisión, contribuyen con la disminución de elementos sobrecargados a consecuencia de contingencias y aumentan la confiabilidad del sistema.



## RECOMENDACIONES

1. Evaluar la implementación de los Compensadores Estáticos de Vares en otros escenarios que están fuera del alcance del presente trabajo de graduación.
2. Optimizar dentro de la planificación, la implementación de los Compensadores Estáticos de Vares con el objetivo de evaluar los aspectos técnicos y económicos para determinar si este tipo de equipos puede sustituir o reemplazar otras instalaciones.
3. Ampliar el presente estudio, realizando análisis de estabilidad transitoria, estabilidad de pequeña señal, flujo de carga óptimo, entre otros, para determinar los posibles efectos de los Compensadores Estáticos de Vares en el sistema de transporte, considerando que no están dentro del alcance aprobado para este trabajo.
4. Evaluar la factibilidad de la instalación de Compensadores Estáticos de Vares en el contexto Centroamericano, ya que el SNI guatemalteco opera interconectado con Centroamérica.



## BIBLIOGRAFÍA

1. Administrador del Mercado Mayorista (AMM). *Informe Estadístico 2010* [en línea]. Guatemala 2012, [www.amm.org.gt](http://www.amm.org.gt). 2010. [Consulta: marzo de 2012].
2. \_\_\_\_\_. *¿Qué es el AMM?* [en línea]. Guatemala 2012, <http://www.amm.org.gt/index.html> [Consulta: marzo de 2012].
3. Banco de Guatemala. *Producto Interno Bruto años 2001-2011* [en línea]. Guatemala 2012, [www.banguat.gob.gt/cuentasnac/pib2001/1.1\\_PIB\\_Tasa\\_%20Variacion.pdf](http://www.banguat.gob.gt/cuentasnac/pib2001/1.1_PIB_Tasa_%20Variacion.pdf). [Consulta: febrero de 2012].
4. Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE). *Publicación variación historia de las tarifas de EEGSA, de agosto de 2009 al mes de abril de 2012 para la tarifa BTS* [en línea]. Guatemala 2012, <http://www.cnee.gob.gt/Calculadora/index3.php>. [Consulta: mayo de 2012].
5. \_\_\_\_\_. 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.
6. \_\_\_\_\_. Resolución CNEE-09-99, *Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS)*. Guatemala: Diario de Centro América 18 de noviembre de 1999, 92 p.

7. \_\_\_\_\_. *Perspectivas de los Planes de Expansión 2012*. Guatemala: Agencia de Cooperación del Japón Jica. 2012, 241 p.
8. \_\_\_\_\_. *Planes de expansión sistema eléctrico guatemalteco* [en línea]. Guatemala 2012, [www.cnee.gob.gt](http://www.cnee.gob.gt). 2008. [Consulta: mayo de 2012].
9. CORIA CISNEROS, Lino. *Análisis de flujos de carga* [en línea]. Guatemala 2012. [http://www.itmorelia.edu.mx/electrica/Notas/Lino\\_Coria/Sistemas\\_de\\_Potencia/Flujos03.pdf](http://www.itmorelia.edu.mx/electrica/Notas/Lino_Coria/Sistemas_de_Potencia/Flujos03.pdf) [Consulta: abril de 2012].
10. GRAINGER, John; STEVENSON, William. *Análisis de sistemas de potencia*. México: McGraw-Hill, 1996. 731 p.
11. Guatemala. Ministerio de Energía y Minas. *Acuerdo Ministerial 006-2012, del 12 de enero de 2012*. Diario de Centro América. Guatemala: MEM, 2012. 10 p.
12. Instituto Nacional de Estadística (INE). *Estimación de la Evolución de la Población en Guatemala: correspondiente a los años 2002 a 2012, República de Guatemala* [en línea]. Guatemala 2012, [www.ine.gob.gt/np/poblacion/index.htm](http://www.ine.gob.gt/np/poblacion/index.htm). [Consulta: abril de 2012].
13. KUNDUR, P. *Power System stability and control*. México: McGraw-Hill, 1994. 1 167 p.
14. Ministerio de Energía y Minas. *Política Energética 2008-2022* [en línea]. Guatemala 2012, [www.mem.gob.gt](http://www.mem.gob.gt). [Consulta: abril de 2012].

15. NEPLAN®. *Manual de NEPLAN® versión 5.4.5*. Colombia: NEPLAN, 2009. 556 p.
16. *Página oficial del fabricante ABB para España. Facts* [en línea]. Guatemala 2012, [http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/8f6024ac82eaeda1482579c10057f1f1/\\$file/1JNS010544%20LR.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/8f6024ac82eaeda1482579c10057f1f1/$file/1JNS010544%20LR.pdf). [Consulta: abril de 2012].
17. PROMON. *Conceptos básicos de planeamiento operativo*. Seminario I. México: PROMON, 1992. 127 p.
18. Real Academia Española. *Definiciones* [en línea]. Guatemala 2012, <http://lema.rae.es/drae/?val=variabilidad> [Consulta: mayo de 2012].
19. Scribd. *Estudio sobre el efecto del Compensador Estático de Reactivos en el problema de flujo de carga* [en línea]. Guatemala 2012, <http://es.scribd.com/doc/90738285/Estudio-del-efecto-del-Compensador-Estatico-de-Reactivos-en-el-problema-de-Flujo-de-Carga> [Consulta: abril de 2012].





## **APÉNDICE**



Perfiles de voltaje para demanda mínima época seca y lluviosa en el año 2015, en los nodos de 230 kilovoltios.

Apéndice 1. **Vaciado de flujo de carga 1**

<b>Voltaje en kilovoltios, nodos para el año 2015 demanda mínima</b>				
<b>Nodo</b>	<b>Época Seca</b>		<b>Época Lluviosa</b>	
	<b>Caso Base</b>	<b>Caso CEV</b>	<b>Caso Base</b>	<b>Caso CEV</b>
Aguacapa	245,51	238,36	245,51	238,36
Escuintla 2	245,12	238,03	245,12	238,03
Chixoy	248,25	239,61	248,25	239,61
Enron	244,65	237,36	244,65	237,36
Escuintla	245,10	238,02	245,10	238,02
Guatemala Este	246,81	237,68	246,81	237,68
Guatemala Norte	247,68	238,24	247,68	238,24
Guatemala Sur	247,32	238,26	247,32	238,26
Los Brillantes	239,01	233,94	239,01	233,94
Sidegua	245,06	237,98	245,06	237,98
Tampa	245,12	238,03	245,12	238,03
San José	245,05	238,37	245,05	238,37
Esperanza	244,43	237,85	244,43	237,85
San Joaquín	245,33	238,23	245,33	238,23
Arizona	244,14	238,22	244,14	238,22
Moyuta	248,62	237,19	248,62	237,19
Siquinalá	245,28	238,08	245,28	238,08
Magdalena	245,84	238,51	245,84	238,51
Táctic	249,93	239,77	249,93	239,77
Táctic	249,92	239,77	249,92	239,77
Xacbal	245,16	238,62	245,16	238,62
Ahuachapán	248,79	236,68	248,79	236,68
Chixoy	248,53	239,71	248,53	239,71
Lo de Reyes	247,72	238,54	247,72	238,54
Estor	257,82	236,91	257,82	236,91
La Vega	247,32	237,62	247,32	237,62
Uspantán	247,69	239,78	247,69	239,78

Continuación del apéndice 1.

<b>Voltaje en kilovoltios, nodos para el año 2015 demanda mínima</b>				
<b>Nodo</b>	<b>Época Seca</b>		<b>Época Lluviosa</b>	
	<b>Caso Base</b>	<b>Caso CEV</b>	<b>Caso Base</b>	<b>Caso CEV</b>
Covadonga	246,55	239,06	246,55	239,06
Huehuetenango	245,50	238,44	245,50	238,44
San Juan Ixcoy	246,93	238,33	246,93	238,33
Guatemala Oeste	246,96	238,51	246,96	238,51
Sololá	245,53	238,30	245,53	238,30
Rancho	253,20	238,11	253,20	238,11
La Ruidosa	259,95	236,38	259,95	236,38
Panaluya	260,16	238,67	260,16	238,67
Pacífico	245,49	238,33	245,49	238,33
Palín	246,09	238,52	246,09	238,52
Las Cruces	246,85	238,52	246,85	238,52
Chimaltenango	246,17	238,29	246,17	238,29
San Marcos	245,79	238,46	245,79	238,46
Santa María	242,11	236,74	242,11	236,74
Pantaleón	245,65	238,21	245,65	238,21
Madre Tierra	245,77	238,34	245,77	238,34
La Unión	245,83	238,43	245,83	238,43
Santa Ana	246,00	238,57	246,00	238,57
Puerto Barrios	259,49	235,38	259,49	235,38
Incienso	246,53	238,15	246,53	238,15

Fuente: elaboración propia.

Perfiles de voltaje para demanda máxima época seca y lluviosa en el 2015, en los nodos de 230 kilovoltios.

Apéndice 2. **Vaciado de flujo de carga 2**

<b>Voltaje en kilovoltios, nodos para el año 2015 demanda máxima</b>				
<b>Nodo (230 kV)</b>	<b>Época Seca</b>		<b>Época Lluviosa</b>	
	<b>Caso Base</b>	<b>Caso CEV</b>	<b>Caso Base</b>	<b>Caso CEV</b>
Aguacapa	237,46	234,51	235,67	234,30
Escuintla 2	236,83	233,83	234,84	233,40
Chixoy	239,68	235,68	239,01	236,48
Enron	238,16	236,25	236,80	235,89
Escuintla	236,81	233,80	234,81	233,37
Guatemala Este	234,43	230,28	232,68	230,39
Guatemala Norte	235,03	230,66	233,67	231,09
Guatemala Sur	235,24	231,27	233,33	231,21
Los Brillantes	232,48	229,94	230,75	230,14
Sidegua	236,79	233,79	234,80	233,36
Tampa	236,83	233,83	234,84	233,40
San José	237,03	233,99	235,40	234,05
Esperanza	234,86	231,37	232,50	230,66
San Joaquín	236,99	234,02	235,07	233,64
Arizona	237,77	236,05	236,83	236,00
Moyuta	236,58	232,32	233,13	231,49
Siquinalá	237,15	234,21	234,56	233,18
Magdalena	237,50	234,58	234,98	233,52
Táctic	238,62	233,93	237,74	234,40
Táctic	238,62	233,93	237,74	234,40
Xacbal	237,16	232,88	235,95	233,49
Ahuachapán	237,37	233,09	234,26	232,56
Chixoy	239,62	235,48	238,92	236,28
Lo de Reyes	235,30	231,00	234,13	231,56
Estor	241,20	232,38	241,85	232,30

Continuación del apéndice 2.

<b>Voltaje en kilovoltios, nodos para el año 2015 demanda máxima</b>				
<b>Nodo (230 kV)</b>	<b>Época Seca</b>		<b>Época Lluviosa</b>	
	<b>Caso Base</b>	<b>Caso CEV</b>	<b>Caso Base</b>	<b>Caso CEV</b>
La Vega	236,63	232,35	234,32	232,52
Uspantán	239,15	234,88	238,41	235,94
Covadonga	237,72	233,20	236,41	233,67
Huehuetenango	235,36	231,34	232,85	230,82
San Juan Ixcoy	237,42	232,30	235,74	232,30
Guatemala Oeste	234,72	230,65	233,80	231,48
Sololá	234,47	230,74	232,15	230,22
Rancho	239,14	232,30	238,66	233,65
La Ruidosa	240,47	232,63	242,67	232,30
Panaluya	242,31	233,49	242,69	233,98
Pacífico	237,00	233,96	235,05	233,58
Palín	236,22	232,82	234,53	232,72
Las Cruces	235,17	231,28	233,81	231,65
Chimaltenango	234,61	230,78	233,08	230,92
San Marcos	234,60	230,40	231,69	229,69
Santa María	234,63	231,72	232,67	231,33
Pantaleón	237,47	234,53	234,51	233,11
Madre Tierra	237,68	234,75	234,72	233,30
La Unión	237,75	234,81	234,87	233,44
Santa Ana	237,22	234,13	234,94	233,41
Puerto Barrios	238,08	233,67	241,67	231,21
Incienso	233,93	229,84	232,83	230,56

Fuente: elaboración propia.