



Universidad de San Carlos de Guatemala

Facultad de Ingeniería

Escuela de Ingeniería Mecánica-Eléctrica

**SELECCIÓN ÓPTIMA DE LOS NODOS DEL SISTEMA  
ELÉCTRICO DE POTENCIA NACIONAL PARA INSTALACIÓN DE  
COMPENSACIÓN REACTIVA**

**Pedro Josué Vásquez Reyes**

Asesorado por el Ing. José Vicente Espinoza Reyes

Guatemala, mayo de 2011

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**SELECCIÓN ÓPTIMA DE LOS NODOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE  
POTENCIA NACIONAL PARA INSTALACIÓN DE COMPENSACIÓN  
REACTIVA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**PEDRO JOSUÉ VÁSQUEZ REYES**

ASESORADO POR EL ING. JOSÉ VICENTE ESPINOZA REYES

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, MAYO DE 2011  
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paíz 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. Luis Pedro Ortiz de León
VOCAL V	P.A. José Alfredo Ortiz Herincx
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paíz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Julio Rolando Barrios Archila
EXAMINADOR	Ing. Jorge Luis Pérez
EXAMINADOR	Ing. Hugo Leonel Ramírez Ortiz
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:

**SELECCIÓN ÓPTIMA DE LOS NODOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE  
POTENCIA NACIONAL PARA INSTALACIÓN DE COMPENSACIÓN  
REACTIVA**

Tema que me fuera asignado por la Coordinación de la Carrera de Ingeniería Mecánica- Eléctrica, con fecha 16 de febrero de 2009.

**Pedro Josué Vásquez Reyes**

Guatemala, 26 de abril 2,010

**Ing. José Guillermo Bedoya Barrios**  
**Coordinador de Área de Potencia**  
**Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica**  
**Facultad de Ingeniería**  
**Universidad de San Carlos de Guatemala**

*Señor Coordinador:*

Por este medio hago de su conocimiento que he revisado el trabajo de graduación “Selección Óptima de los Nodos del Sistema Eléctrico de Potencia Nacional para Instalación de Compensación Reactiva”, desarrollado por el estudiante Pedro Josué Vásquez Reyes; con base a la revisión y corrección de dicho trabajo, considero que ha alcanzado los objetivos propuestos por los cuales el estudiante y mí persona nos hacemos responsables del contenido del mismo.

Sin otro particular, me suscribo de usted.

**Atentamente,**



**Ing. José Vicente Espinoza Reyes**  
**Colegiado No. 4,793**

*José Vicente Espinoza Reyes*  
INGENIERO ELECTRONICO  
COLEGIADO No. 4793



Ref. EIME 12. 2010  
Guatemala, 27 de MAYO 2010.

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:  
"SELECCIÓN ÓPTIMA DE LOS NODOS DEL SISTEMA  
ELÉCTRICO DE POTENCIA NACIONAL PARA INSTALACIÓN  
DE COMPENSACIÓN REACTIVA", del estudiante, Pedro Josué  
Vásquez Reyes, que cumple con los requisitos establecidos para tal  
fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,  
ID Y ENSEÑANZA A TODOS

Ing. José Guillermo Hódava Barrios  
Coordinador de Potencia

JGBB/sro





REF. EIME 19. 2011.

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; PEDRO JOSUÉ VÁSQUEZ REYES titulado: "SELECCIÓN ÓPTIMA DE LOS NODOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA NACIONAL PARA INSTALACIÓN DE COMPENSACIÓN REACTIVA", procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero

GUATEMALA, 22 DE FEBRERO 2,011.

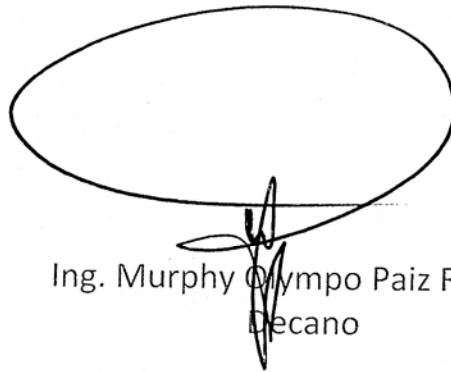




DTG. 150.2011

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: **SELECCIÓN ÓPTIMA DE LOS NODOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA NACIONAL PARA INSTALACIÓN DE COMPENSACIÓN REACTIVA**, presentado por el estudiante universitario **Pedro Josué Vásquez Reyes**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos  
Decano

Guatemala, 24 de mayo de 2011.

/gdech





## **ACTO QUE DEDICO A:**

### **DIOS**

Quien ha sido toda mi inspiración en todo momento, dueño de mis actitudes, talentos y creador del mundo para poder soñar. A él sea la gloria y la honra, también a la **Virgen María** por ser mi protectora y guiar mi vida.

### **MIS PADRES**

Tomas Vásquez e Isabel Reyes de Vásquez, quienes con su esfuerzo de trabajo me han dado el mejor ejemplo, su apoyo, amor, comprensión y por haberme dado la oportunidad de superarme.

### **MI TÍA MARIA MARGARITA (q.e.p.d)**

Sé que estás en un lugar donde no hay dolor, no hay tristezas, te doy gracias por tu ejemplo de lucha en la vida y por el gran amor que siempre me diste en tu existir, te extraño mucho.

**MI HERMANA**

Margarita Vásquez Reyes por su ejemplo, su amor y por estar en los momentos cuando la necesito.

**MIS TÍOS**

Pedro Reyes, Miriam Jovita de Reyes, mis segundos padres, gracias por todo el cariño y apoyo que me han dado durante todo mi existir ustedes son una gran bendición.

**A MI ABUELA**

Flavia Reyes por las oraciones a Dios que día a día hizo durante toda mi carrera.

## **AGRADECIMIENTOS A:**

### **DIOS**

Por ser fuente de amor y sabiduría y permitirme alcanzar este triunfo.

### **MIS PRIMOS Y SOBRINAS**

Kalyn, Fredy, Saúl, Jacob, Dulce María, Ingrid Gabriela, por el apoyo incondicional y amor brindado en toda mi carrera.

### **NATIVIDAD**

Por encontrarte en mi camino y ser fuente de inspiración en este sueño. Esta meta te la dedico con todo mi corazón.

### **MIS AMIGOS**

Por compartir conmigo a lo largo de mi formación profesional penas, tristezas y alegrías gracias a todos por estar en esos momentos.

### **MI ASESOR**

Ing. José Vicente Espinoza Reyes, por su valiosa colaboración, apoyo y dedicación en la realización de este trabajo de graduación.

### **AMM**

Por su colaboración y la oportunidad de desarrollar este trabajo de graduación.

# ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	XIII
LISTA DE SÍMBOLOS	XXI
GLOSARIO	XXIII
RESUMEN	XXVII
OBJETIVOS	XXIX
INTRODUCCIÓN	XXXI
1. REGULACIÓN DE TENSIÓN EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE POTENCIA	
1.1. Sistemas de transmisión de potencia	1
1.1.1. Principio básico de transmisión de potencia	1
1.1.2. Definición de sistema de transmisión de potencia	3
1.1.2.1. La generación	3
1.1.2.2. Líneas de transmisión	4
1.1.2.3. Subestaciones eléctricas	5
1.2. Características eléctricas de una línea de transmisión	7
1.2.1. Parámetros de una línea de transmisión	8
1.2.1.1. Resistencia	8
1.2.1.2. Inductancia	8
1.2.1.3. Capacitancia	9
1.2.1.4. Conductancia	10
1.2.2. Representaciones de líneas de transmisión	11
1.2.2.1. Línea de transmisión de longitud corta	11

1.2.2.2.	Línea de transmisión de longitud media	13
1.2.2.3.	Línea de transmisión de longitud larga	15
1.3.	Impedancia característica y carga natural (SIL), de la línea de transmisión	16
1.3.1.	Impedancia característica	16
1.3.2.	Carga natural (SIL)	18
1.4.	Qué es la regulación de tensión	20
1.4.1.	Índice de calidad	21
1.4.2.	Índices globales de la regulación de tensión	21
1.4.3.	Fundamentos teóricos para el control de la regulación de tensión	25
1.5.	Relación entre tipo de carga, tipo de línea y caída de tensión	27
1.6.	Caídas de tensión en líneas de transmisión	29
1.6.1.	Caída de tensión en las líneas	30
1.6.1.1.	Tipos de conductores	32
1.6.1.2.	Pérdidas en las líneas de transmisión	34
1.6.1.2.1.	Pérdida del conductor	35
1.6.1.2.2.	Pérdida por radiación	35
1.6.1.2.3.	Pérdida por calentamiento del dieléctrico	36
1.6.1.2.4.	Pérdida por acoplamiento	36
1.6.1.2.5.	Efecto corona (descargas luminosas)	36
1.7.	Los efectos que causa la regulación de tensión en sistemas de transmisión	38
1.7.1.	Estabilidad de ángulo	39
1.7.2.	Estabilidad de voltaje	41
1.7.2.1.	Estabilidad de voltaje ante grandes disturbios	42

1.7.2.2.	Estabilidad de voltaje ante pequeños disturbios	43
1.7.2.3.	Estabilidad de voltaje de corto plazo	43
1.7.2.4.	Estabilidad de voltaje de largo plazo	44
1.7.2.5.	Colapso de voltaje	44
	1.7.2.5.1. Curvas P-V en colapso de voltaje	46
	1.7.2.5.2. Curvas Q-V en colapso de voltaje	48
1.7.3.	Estabilidad de frecuencia	49
1.7.4.	La distorsión armónica	50
	1.7.4.1. Fenómenos transitorios	50
	1.7.4.2. Condiciones permanentes	51
	1.7.4.3. Características de la distorsión	51
2.	MÉTODOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE POTENCIA	55
2.1.	Cálculo de las potencias necesarias para regular la tensión	55
	2.1.1. ¿Qué es la potencia reactiva?	55
	2.1.2. Teoría de la compensación	59
	2.1.3. ¿Por qué compensar?	61
2.2.	¿Cómo compensar las condiciones actuales?	63
	2.2.1. Principios de la compensación reactiva	63
	2.2.1.1. Ventajas de la compensación reactiva	65
	2.2.1.1.1. Reducción de las caídas de tensión	65
	2.2.1.1.2. Aumento de la potencia disponible	65
	2.2.1.1.3. Reducción de la sección de los conductores	66

2.2.1.1.4.	Reducción de pérdidas por efecto Joule	66
2.2.2.	Tipos de compensación reactiva según su ubicación en el sistema	67
2.2.2.1.	Compensación virtual- $Z_0$	68
2.2.2.2.	Compensación virtual ( $\theta$ ), o compensación de longitud en la línea	69
2.2.2.2.1.	Compensación de impedancia característica	69
2.2.2.2.2.	Compensación por seccionamiento	70
2.2.2.3.	Compensación fija uniformemente distribuida	70
2.2.2.3.1.	Efecto de la compensación distribuida sobre la potencia reactiva en una línea con carga	72
2.2.2.3.2.	Efecto de la compensación distribuida sobre la potencia máxima	72
2.2.2.4.	Compensación en derivación o paralelo	73
2.2.2.4.1.	Regulación de voltaje en el punto medio para la segmentación de una línea	74
2.2.2.4.2.	Mejoras en la estabilidad transitoria	75
2.2.2.4.3.	Amortiguación de las oscilaciones de potencia	79
2.2.2.4.4.	Requerimientos del compensador en derivación	81

2.2.2.5.	Compensación en serie	81
2.2.2.5.1.	Estabilidad del voltaje	83
2.2.2.5.2.	Mejoras en la estabilidad transitoria	84
2.2.2.5.3.	Amortiguación de las oscilaciones de potencia	86
2.2.2.5.4.	Amortiguación de las oscilaciones sub-sincrónicas	88
2.2.2.5.5.	Requerimientos funcionales	89
2.2.2.5.6.	Enfoques de la compensación controlable en serie	90
2.2.2.6.	Controlador en derivación paralelo y en serie	90
2.2.3.	Control y regulación de la potencia reactiva	91
2.2.4.	Compensación reactiva en presencia de armónicos	94
2.2.4.1.	Problemas que pueden causar los armónicos	95
2.3.	Métodos para la compensación reactiva	96
2.3.1.	Método de compensación reactiva (reactores)	96
2.3.2.	Método de compensación capacitiva	98
2.3.2.1.	Método de compensación paralelo (capacitaciones en derivación)	98
2.3.2.2.	Método de compensación serie (capacitores serie)	99
2.3.2.3.	Método de capacitores sincrónicos	100



3.	EQUIPOS PARA SOLVENTAR LA REGULACIÓN DE TENSIÓN EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN	101
3.1.	Compensadores estáticos de potencia reactiva	101
3.1.1.	Compensador estático VAR (SVS)	106
3.1.1.1.	Descripción general	106
3.1.1.2.	Tipos de configuración	108
3.1.1.2.1.	Condensador conmutado por tiristores (TSC)	110
3.1.1.2.2.	Bobina controlada por tiristores (TCR)	111
3.1.1.2.3.	Bobina conmutada por tiristores (TSR)	112
3.1.1.2.4.	Capacitor fijo-reactor controlado por tiristores (FC-TCR)	113
3.1.1.2.5.	Condensador con <i>switches</i> tiristorizados reactor controlado por tiristores (TSC-TCR)	114
3.1.1.2.6.	Condensador con interruptores mecánicos-reactor controlado por tiristores (MSC-TCR)	115
3.1.1.3.	Principales aplicaciones del compensador estático VAR (SVC), en los sistemas de potencia	117
3.1.1.3.1.	Aumento de la capacidad de transferencia de potencia en estado estacionario	117
3.1.1.3.2.	Aumento de la estabilidad transitoria	118

3.1.1.3.3.	Incremento de la amortiguación de las oscilaciones de potencia	120
3.1.1.3.4.	Prevención de colapsos de tensiones	121
3.1.1.3.5.	Mejoras en el desempeño de un enlace HVDC	123
3.1.2.	Compensador estático de reactivos	124
3.1.2.1.	Condensadores serie controlados por tiristores	125
3.1.2.2.	Condensador estático (STATCON)	126
3.1.2.3.	Regulador de ángulo de fase	129
3.1.2.4.	Controlador de potencia unificado (UPFC)	130
3.2.	Condensador <i>Shunt</i>	131
3.2.1.	Condensador <i>Shunt</i> serie	133
3.2.2.	El condensador y la unidad de la configuración del banco	137
3.2.3.	Condensador <i>Shunt</i> paralelo	137
3.2.4.	Conexión a tierra de Wye-bancos	138
3.3.	Transformadores con cambiador de derivación ajustable	140
4.	APLICACIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	143
4.1.	Análisis teórico y flujos de carga de un sistema de potencia de 2 barras	143
4.1.1.	Descripción del sistema	144
4.1.2.	Cálculo del SIL para cada voltaje y longitud de línea	145
4.2.	Cálculo de flujos de potencia activa, reactiva, perdidas en líneas de transmisión, para cada longitud de línea y voltaje	147

4.2.1.	Si $L < SIL$ en un 20%, para línea corta y 69Kv	147
4.2.2.	Si $L = SIL$ , para línea corta y 69Kv	148
4.2.3.	Si $L > SIL$ en un 20%, para línea corta y 69Kv	149
4.2.4.	Si $L < SIL$ en un 20%, para línea media y 69Kv	150
4.2.5.	Si $L = SIL$ , para línea media y 69Kv	151
4.2.6.	Si $L > SIL$ en un 20%, para línea media y 69Kv	152
4.2.7.	Si $L < SIL$ en un 20%, para línea larga y 69Kv	153
4.2.8.	Si $L = SIL$ , para línea larga y 69Kv	154
4.2.9.	Si $L > SIL$ en un 20%, para línea larga y 69Kv	155
4.2.10.	Si $L < SIL$ en un 20%, para línea corta y 138Kv	156
4.2.11.	Si $L = SIL$ , para línea corta y 138Kv	157
4.2.12.	Si $L > SIL$ en un 20%, para línea corta y 138Kv	158
4.2.13.	Si $L < SIL$ en un 20%, para línea media y 138Kv	159
4.2.14.	Si $L = SIL$ , para línea media y 138Kv	160
4.2.15.	Si $L > SIL$ en un 20%, para línea media y 138Kv	161
4.2.16.	Si $L < SIL$ en un 20%, para línea larga y 138Kv	162
4.2.17.	Si $L = SIL$ , para línea larga y 138Kv	163
4.2.18.	Si $L > SIL$ en un 20%, para línea larga y 138Kv	164
4.2.19.	Si $L < SIL$ en un 20%, para línea corta y 230Kv	165
4.2.20.	Si $L = SIL$ , para línea corta y 230Kv	166
4.2.21.	Si $L > SIL$ en un 20%, para línea corta y 230Kv	167
4.2.22.	Si $L < SIL$ en un 20%, para línea media y 230Kv	168
4.2.23.	Si $L = SIL$ , para línea media y 230Kv	169
4.2.24.	Si $L > SIL$ en un 20%, para línea media y 230Kv	170
4.2.25.	Si $L < SIL$ en un 20%, para línea larga y 230Kv	171
4.2.26.	Si $L = SIL$ , para línea larga y 230Kv	172
4.2.27.	Si $L > SIL$ en un 20%, para línea larga y 230Kv	173

4.3.	Ahora se presenta un análisis al variar de $F_p$ de potencia en la carga en 0,8, 0,9 y 1. Y se obtienen los siguientes resultados de nivel de tensión y % de regulación	174
4.4.	Metodologías para el dimensionamiento óptimo para el banco de capacitores en sistemas de transmisión de potencia	184
4.4.1.	Metodología de optimización	184
4.4.2.	Dispositivos que influyen en el balance de potencia reactiva	185
4.4.3.	Beneficios obtenidos en el dimensionamiento óptimo de dispositivos de compensación reactiva	186
4.4.4.	Inserción de elementos de compensación de energía reactiva	186
4.5.	Análisis teórico de compensación reactiva en algunos ejemplos que no cumplieron con las normas de regulación de tensión	188
4.5.1.	Compensación de energía reactiva para un sistema con $F_p=0,8$ y si $L=SIL$ para línea media de 69Kv	188
4.5.2.	Compensación de energía reactiva para un sistema con $F_p=0,8$ y si $L=SIL$ para línea corta de 138Kv	189
4.5.3.	Compensación de energía reactiva para un sistema con $F_p=0,8$ y si $L<SIL$ en 20% para línea larga de 230Kv	190
4.5.4.	Compensación de energía reactiva para un sistema con $F_p=0,9$ y si $L<SIL$ en 20% para línea corta de 69Kv	191
4.5.5.	Compensación de energía reactiva para un sistema con $F_p=0,9$ y si $L>SIL$ en 20% para línea larga de 138Kv	192
4.5.6.	Compensación de energía reactiva para un sistema con $F_p=0,9$ y si $L>SIL$ en 20% para línea media de 230Kv	193
4.5.7.	Compensación de energía reactiva para un sistema con $F_p=1,0$ y si $L>SIL$ en 20% para línea larga de 69Kv	194

4.5.8.	Compensación de energía reactiva para un sistema con $F_p=1,0$ y si $L>SIL$ en 20% para línea larga de 138Kv	195
4.5.9.	Compensación de energía reactiva para un sistema con $F_p=1,0$ y si $L>SIL$ en 20% para línea larga de 230Kv	196
4.6.	Análisis aplicado al Sistema Nacional Interconectado (SNI)	198
4.6.1.	¿Qué es la red del Sistema Nacional Interconectado?	198
4.6.1.1.	Sub sector eléctrico	202
4.6.1.2.	Administrador del Mercado Mayoristas (AMM)	203
4.6.1.3.	Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)	204
4.6.2.	Programa a utilizar para la simulación	205
4.6.2.1.	<i>PSS/E – Power System Simulator for Engineering</i>	205
4.6.2.2.	Descripción funcional del PSS/E	205
4.6.3.	Aplicación seleccionando nodos del Sistema Eléctrico Nacional, en la región occidente, oriente y central para septiembre y marzo	206
4.6.3.1.	Análisis de septiembre, sin compensación	207
4.6.3.2.	Compensación de potencia reactiva en septiembre	209
4.6.3.2.1.	Compensación con un generador ficticio	209
4.6.3.2.2.	Compensación con un banco de capacitores para cada nodo	210
4.6.3.2.3.	Compensación con un banco de capacitores en cada nodo del sistema	210

4.6.3.3.	Análisis de marzo, sin compensación	212
4.6.3.4.	Compensación de potencia reactiva en marzo	215
4.6.3.4.1.	Compensación con un generador ficticio	215
4.6.3.4.2.	Compensación con un banco de capacitores para cada nodo	216
4.6.3.4.3.	Compensación con un banco de capacitores en cada nodo del sistema	216
CONCLUSIONES		219
RECOMENDACIONES		221
BIBLIOGRAFÍA		223



# ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

## FIGURAS

1.	Red de transmisión de potencia	1
2.	Transferencia de potencia en función del desfase en los extremos emisor receptor	2
3.	Representación de una línea de transmisión	7
4.	Modelo de línea de transmisión corta	12
5.	Modelo $\pi$ de línea de transmisión longitud media	13
6.	Modelo T de línea de transmisión longitud media	14
7.	Modelo $\pi$ de una línea de transmisión de longitud larga	16
8.	Transmisión de potencia de una línea	20
9.	Índices o indicadores globales de tensión	21
10.	Modelo cuadripolo	30
11.	Curvas potencia ángulo	40
12.	Sistema radial sencillo que ilustra el fenómeno de colapso de tensión	46
13.	Curva P-V en un colapso de voltaje	47
14.	Curva Q-V en un colapso de voltaje	48
15.	Efecto en el voltaje por la conmutación de capacitores	51
16.	Carga resistiva	58
17.	Carga resistivo-inductiva	58
18.	Carga inductiva	59
19.	Modelo de carga resistivo-inductivo	62



20.	Curvas de potencia, tensión y corriente instantánea y términos que componen la potencia	65
21.	Ilustración del criterio de áreas iguales para la Estabilidad transitoria	77
22.	(a). Criterio de áreas iguales para ilustrar el margen de la estabilidad transitoria sin compensación (b). Con compensador en el punto medio	78
23.	Formas de onda de las oscilaciones de potencia amortiguadas por medio de la compensación reactiva en derivación, (a) Ángulo generador, (b) Potencia transmitida, (c) Salida var de un compensador en derivación	80
24.	Compensación capacitiva serie con un sistema de potencia de dos generadores	83
25.	Compensación capacitiva serie en función de la potencia transmitida y límite de estabilidad de voltaje en una línea de transmisión	84
26.	Criterios de áreas iguales para el margen de estabilidad transitoria en un sistema de dos generadores a) Sin compensación, y b) Con un capacitor en serie	85
27.	a) Formas de onda de las oscilaciones de potencia amortiguadas mediante compensación en serie controlada b) Ángulo generador, c) Grado de compensación serie	87
28.	Modelo de conexión serie y derivación	90
29.	Representación del efecto de los dispositivos FACTS	104
30.	Compensador estático var SVC	107
31.	Esquema simplificado para un SVC	108
32.	Composición por fase de un SVC	109
33.	Evolución de la reactiva generada por un SVC formada por TSC+TCR	109

34.	Configuración de un TCS	110
35.	Configuración de un TCR	112
36.	Evolución de la potencia reactiva generada por el TCR en función del ángulo de disparo $\alpha$	112
37.	Configuración de un SVC tipo (FC-TCR)	113
38.	Configuración de un SVC tipo (TSC-TCR)	114
39.	Configuración de un SVC tipo (MSC-TCR)	116
40.	Sistema de un generador y una barra Infinita (a) Sin compensación, (b) Con un SVC	118
41.	Márgenes de estabilidad transitoria. (a) Caso no compensado, (b) Caso compensado	119
42.	Perfil de tensiones en una carga con un factor de potencia variable	122
43.	Configuración de un compensador estático de reactivo	124
44.	Condensadores serie controlados por tiristores	126
45.	Condensador estático STATCON	128
46.	Regulador de ángulo de fase	129
47.	Controlador de potencia unificado	131
48.	Ubicación de los condensadores Shunt en sistemas de transmisión de potencia	133
49.	Unidad del condensador	138
50.	Derivación a tierra de Wye-Bancos	138
51.	Flujo de potencia reactiva y movimiento de Tap	141
52.	Diagrama unilineal del sistema	144
53.	Vista unilineal, sistema 69 Kv, línea corta si $L < SIL$ en 20%	147
54.	Vista unilineal, sistema 69 Kv, línea corta si $L = SIL$	148
55.	Vista unilineal, sistema 69 Kv, línea corta si $L > SIL$ en 20%	149
56.	Vista unilineal, sistema 69 Kv, línea media si $L < SIL$ en 20%	150
57.	Vista unilineal, sistema 69 Kv, línea media si $L = SIL$	151

58.	Vista unilineal, sistema 69 Kv, línea media si $L > SIL$ en 20%	152
59.	Vista unilineal, sistema 69 Kv, línea larga si $L < SIL$ en 20%	153
60.	Vista unilineal, sistema 69 Kv, línea larga si $L = SIL$	154
61.	Vista unilineal, sistema 69 Kv, línea larga si $L > SIL$ en 20%	155
62.	Vista unilineal, sistema 138 Kv, línea corta si $L < SIL$ en 20%	156
63.	Vista unilineal, sistema 138 Kv, línea corta si $L = SIL$	157
64.	Vista unilineal, sistema 138 Kv, línea corta si $L > SIL$ en 20%	158
65.	Vista unilineal, sistema 138 Kv, línea media si $L < SIL$ en 20%	159
66.	Vista unilineal, sistema 138 Kv, línea media si $L = SIL$	160
67.	Vista unilineal, sistema 138 Kv, línea media si $L > SIL$ en 20%	161
68.	Vista unilineal, sistema 138 Kv, línea larga si $L < SIL$ en 20%	162
69.	Vista unilineal, sistema 138 Kv, línea larga si $L = SIL$	163
70.	Vista unilineal, sistema 138 Kv, línea larga si $L > SIL$ en 20%	164
71.	Vista unilineal, sistema 230 Kv, línea corta si $L < SIL$ en 20%	165
72.	Vista unilineal, sistema 230 Kv, línea corta si $L = SIL$	166
73.	Vista unilineal, sistema 230 Kv, línea corta si $L > SIL$ en 20%	167
74.	Vista unilineal, sistema 230 Kv, línea media si $L < SIL$ en 20%	168
75.	Vista unilineal, sistema 230 Kv, línea media si $L = SIL$	169
76.	Vista unilineal, sistema 230 Kv, línea media si $L > SIL$ en 20%	170
77.	Vista unilineal, sistema 230 Kv, línea larga si $L < SIL$ en 20%	171
78.	Vista unilineal, sistema 230 Kv, línea larga si $L = SIL$	172
79.	Vista unilineal, sistema 230 Kv, línea larga si $L > SIL$ en 20%	173
80.	Curvas P-V para 69Kv y Fp 0,8	175
81.	Curvas P-V para 69 Kv y Fp 0,9	175
82.	Curvas P-V para 69 Kv y Fp 1,0	176
83.	Curvas P-V para 138 Kv y Fp 0,8	176
84.	Curvas P-V para 138 K v y Fp 0,9	177
85.	Curvas P-V para 138 K v y Fp 1,0	177
86.	Curvas P-V para 230 Kv y Fp 0,8	178

87.	Curvas P-V para 230 Kv y Fp 0,9	178
88.	Curvas P-V para 230 Kv y Fp 1,0	179
89.	Curvas Q-V para 69 Kv y Fp 0,8	179
90.	Curvas Q-V para 69 Kv y Fp 0,9	180
91.	Curvas Q-V para 138 Kv y Fp 1,0	180
92.	Curvas Q-V para 138 Kv y Fp 0,	181
93.	Curvas Q-V para 138 Kv y Fp 0,9	181
94.	Curvas Q-V para 138 Kv y Fp 1,	182
95.	Curvas Q-V para 230 Kv y Fp 0,8	182
96.	Curvas Q-V para 230 Kv y Fp 0,9	183
97.	Curvas Q-V para 230 Kv y Fp 1,0	183
98.	Sistema compensado Fp 0,8, 69 Kv, línea media si L=SIL	188
99.	Sistema compensado Fp 0,8, 138 Kv, línea corta si L=SIL	189
100.	Sistema compensado Fp 0,8, 230 Kv, línea media si L<SIL en 20%	190
101.	Sistema compensado Fp 0,9, 69 Kv, línea corta si L<SIL en 20%	191
102.	Sistema compensado Fp 0,9, 138 Kv, línea larga si L>SIL en 20%	192
103.	Sistema compensado Fp 0,9, 230 Kv, línea media si L>SIL en 20%	193
104.	Sistema compensado Fp 1,0, 69 Kv, línea larga si L>SIL en 20%	194
105.	Sistema compensado Fp 1,0, 138 Kv, línea larga si L>SIL en 20%	195
106.	Sistema compensado Fp 1,0, 230 Kv, línea larga si L>SIL en 20%	196

107	Curva Q-V, demanda máxima septiembre 2009, zona oriente	208
108	Curva Q-V, demanda máxima septiembre 2009, zona central	208
109	Curva Q-V, demanda máxima septiembre 2009, con compensación potencia reactiva	211
110	Curva Q-V, demanda máxima marzo 2010, zona oriente	213
111	Curva Q-V, demanda máxima marzo 2010, zona central	213
112	Curva Q-V, demanda máxima marzo 2010, zona occidente	214
113	Curva Q-V, demanda máxima marzo 2010, con compensación potencia reactiva	217

## TABLAS

I.	Valorización de la energía según el grado de desviación a las tolerancias establecidas	22
II.	Parámetros de líneas de transmisión en PU base 100 MVA por km	144
III.	Parámetros de líneas de transmisión de PU base 100 MVA	145
IV.	Valores del SIL de líneas de transmisión	146
V.	(Flujos de energía), sistema 69 Kv, l. corta, L<SIL en 20%	147
VI.	(Flujos de energía), sistema 69 Kv, l. corta, L=SIL	148
VII.	(Flujos de energía), sistema 69 Kv, l. corta, L>SIL en 20%	149
VIII.	(Flujos de energía), sistema 69 Kv, l. media, L<SIL en 20%	150
IX.	(Flujos de energía), sistema 69 Kv, l. media, L=SIL	151
X.	(Flujos de energía), sistema 69 Kv, l. media, L>SIL en 20%	152
XI.	(Flujos de energía), sistema 69 Kv, l. larga, L<SIL en 20%	153

XII.	(Flujos de energía), sistema 69 Kv, l. larga, L=SIL	154
XIII.	(Flujos de energía), sistema 69 Kv, l. larga, L>SIL en 20%	155
XIV.	(Flujos de energía), sistema 138 Kv, l. corta, L<SIL en 20%	156
XV.	(Flujos de energía), sistema 138 Kv, l. corta, L=SIL	157
XVI.	(Flujos de energía), sistema 138 Kv, l. corta, L>SIL en 20%	158
XVII.	(Flujos de energía), sistema 138 Kv, l. media, L<SIL en 20%	159
XVIII.	(Flujos de energía), sistema 138 Kv, l. media, L=SIL	160
IXX.	(Flujos de energía), sistema 138 Kv, l. media, L>SIL en 20%	161
XX.	(Flujos de energía), sistema 138 Kv, l. larga, L<SIL en 20%	162
XXI.	(Flujos de energía), sistema 138 Kv, l. larga, L=SIL	163
XXII.	(Flujos de energía), sistema 138 Kv, l. larga, L>SIL en 20%	164
XXIII.	(Flujos de energía), sistema 230 Kv, l. corta, L<SIL en 20%	165
XXIV.	(Flujos de energía), sistema 230 Kv, l. corta, L=SIL	166
XXV.	(Flujos de energía), sistema 230 Kv, l. corta, L>SIL en 20%	167
XXVI.	(Flujos de energía), sistema 230 Kv, l. media, L<SIL en 20%	168
XXVII.	(Flujos de energía), sistema 230 Kv, l. media, L=SIL	169
XXVIII.	(Flujos de energía), sistema 230 Kv, l. media, L>SIL en 20%	170
XXIX.	(Flujos de energía), sistema 230 Kv, l. larga, L<SIL en 20%	171
XXX.	(Flujos de energía), sistema 230 Kv, l. larga, L=SIL	172
XXXI.	(Flujos de energía), sistema 230 Kv, l. larga, L>SIL en 20%	173
XXXII.	Análisis de resultados (sin compensación)	174
XXXIII.	(Flujos de energía), Fp 0,8, sistema 69 Kv, l. media, L=SIL	188
XXXIV.	(Flujos de energía), Fp 0,8, sistema 138 Kv, l. corta, L=SIL	189
XXXV.	(Flujos de energía), Fp 0,8, sistema 230 Kv, l. larga, L<SIL en 20%	190
XXXVI.	(Flujos de energía), Fp 0,9, sistema 69 Kv, l. corta, L<SIL en 20%	191
XXXVII.	(Flujos de energía), Fp 0,9, sistema 138 Kv, l. larga, L>SIL en 20%	192

XXXVIII.	(Flujos de energía), Fp 0,9, sistema 230 Kv, l. media, L<SIL en 20%	193
XXXIX.	(Flujos de energía), Fp 1,0, sistema 69 Kv, l. larga, L>SIL en 20%	194
XL.	(Flujos de energía), Fp 1,0, sistema 138 Kv, l. larga, L>SIL en 20%	195
XLI.	(Flujos de energía), Fp 1,0, sistema 230 Kv, l. larga, L>SIL en 20%	196
XLII.	Análisis de resultados (con compensación)	197
XLIII.	Datos obtenidos con compensación de un generador ficticio	209
XLIV.	Datos obtenidos con compensación de un banco de capacitores	210
XLV.	Datos obtenidos con compensación de un banco de capacitores	210
XLVI.	Datos obtenidos con compensación de un generador ficticio	215
XLVII.	Datos obtenidos con compensación de un banco de capacitores	216
XLVIII.	Datos obtenidos con compensación de un banco capacitores	216

## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>Símbolo</b>	<b>Significado</b>
<b>AMM</b>	Administrador del Mercado de Mayoristas
<b>Y</b>	Admitancia
<b><math>\delta</math></b>	Ángulo de transmisión
<b>AT</b>	Alto voltaje
<b>A</b>	Amperio
<b>Cs</b>	Capacidad de servicio
<b>C</b>	Capacitancia
<b>G</b>	Conductancia
<b>CEV</b>	Compensadores estáticos de potencia reactiva
<b>SIL</b>	Carga natural
<b>Kwh</b>	Energía activa consumida
<b>EAT</b>	Extra alto voltaje
<b>Fe</b>	Frecuencia natural
<b><math>\Delta V_k</math> (%)</b>	Índice de regulación de tensión
<b>L</b>	Inductancia
<b>Z</b>	Impedancia
<b>Zo</b>	Impedancia característica
<b>Kw</b>	Kilovatio
<b>KV</b>	Kilovoltios
<b>NTCSTS</b>	Normas técnicas de calidad de servicio de transporte y sanciones



<b>NTSD</b>	Normas técnicas servicio de distribución
<b>P</b>	Potencia activa
<b>S</b>	Potencia aparente
<b>P<sub>m</sub></b>	Potencia mecánica
<b>Q</b>	Potencia reactiva
<b>R</b>	Resistencia
<b>SSR</b>	Resonancia subsincrona
<b>SEP</b>	Sistema eléctrico de potencia
<b>FACT'S</b>	Sistemas flexibles de transmisión de corriente Alterna
<b>SEP</b>	Sistema eléctrico de potencia
<b>SNI</b>	Sistema nacional interconectado
<b>V</b>	Voltio
<b>V<sub>E</sub></b>	Voltaje emisor
<b>V<sub>m</sub></b>	Voltaje en el punto medio
<b>V<sub>R</sub></b>	Voltaje receptor
<b>VAR</b>	Voltamperios reactivos

## GLOSARIO

<b>AMM</b>	Ente encargado de garantizar la seguridad y abastecimiento de energía eléctrica a través de mecanismos de operación técnica y comerciales.
<b>Caída de voltaje</b>	Diferencia entre el voltaje transmitido al principio y el voltaje recibido al final de una línea ya sea principal o de servicio.
<b>Colapso de tensión</b>	Término utilizado para denominar la pérdida total del suministro de energía de algún área específica.
<b>Condensador serie</b>	Regulador de voltaje de líneas de transmisión va intercalado con la carga; con el objetivo de neutralizar la caída de potencial de la corriente reactiva en la línea.

**Controlador de voltaje bajo carga** También llamado regulador de voltaje. Tiene la posibilidad de cambiar las tomas automáticamente mientras en el sistema se está suministrando potencia y se mantiene constante el voltaje.

**FACTS** Sistema de Transmisión Flexible de AC Por sus siglas en inglés *Flexible AC Transmisión System*.

**NTSD** Establece en el artículo 78, inciso b del acuerdo gubernativo 256-97, reglamento de la ley general de electricidad y que corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica la elaboración de dichas normas con el fin de prestar servicio a la población con calidad continuidad y sin distorsiones que menoscaben la calidad del servicio al usuario final.

**NTCSTS** Establece en el artículo 4 de la Ley general de electricidad velar por el derecho que tienen los usuarios a recibir un servicio de energía eléctrica de calidad.

**SNI** Conjunto de instalaciones centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones, redes de distribución y centros de transformación destinada a la prestación del servicio dentro de la cual se efectúan las diferentes transferencias de energía eléctrica.

**SEP** Conjunto de centrales generadoras de líneas de transmisión interconectadas entre sí y de sistemas de distribución esenciales para el consumo de energía eléctrica. Está formado por tres partes principales: la generación, transmisión y distribución.

**TAP** Derivaciones que poseen los transformadores para poder cambiar su relación de transformación.



## RESUMEN

Se desarrolla en este trabajo de graduación como punto fundamental, un estudio basado en la regulación de tensión en los sistemas de transmisión de potencia en nodos del sistema eléctrico nacional en donde lo primero es conocer los principios básicos de la transmisión de potencia entre los consumidores y los centros de generación.

Se debe tener claro que una red posee diferentes niveles de voltaje de operación se considera en este trabajo de graduación un estudio para niveles de 69Kv, 138Kv y 230Kv.

Conociendo los principios básicos de la transmisión de potencia en una red se estudia la regulación de tensión que consiste en evitar variaciones de tensión detectados en puntos de un sistema de transmisión, se debe tener en cuenta que se aceptan fluctuaciones considerables siempre y cuando estén dentro de las normas y así poder tener un índice de calidad y un índice global aceptables en la red.

Hay varios elementos que influyen en el control de la regulación de tensión y la potencia reactiva; por ejemplo, los compensadores estáticos de potencia reactiva que son fuentes regulables de potencia y pueden regular la tensión; una regulación de tensión adecuada a través de una red de transmisión está relacionada con la calidad de suministro de energía activa. Ahora una mala regulación de tensión en una línea de transmisión ocurre cuando el sistema de potencia es incapaz de proporcionar potencia reactiva para enfrentar la demanda de carga.

Los métodos están relacionados con los equipos que se utilizan actualmente para compensar energía reactiva en los sistemas de transmisión de potencia, el más utilizado es el compensador estático Var (SVC), que es un dispositivo de acción rápida y que se utiliza para incrementar la calidad de energía eléctrica manteniendo un perfil adecuado de tensión en el sistema de transmisión.

El compensador estático de reactivos FACTS fue el primer dispositivo utilizado para proveer un control de tensión adecuado el condensador *Shunt* se utiliza principalmente para mejorar el factor de potencia en una red de transmisión y así mejorar la estabilidad de tensión y disminuir pérdidas en el sistema.

Toda esta teoría fue aplicada en los nodos del sistema eléctrico nacional y para ello se realizó un estudio para los meses de septiembre 2009 y marzo 2010, considerando la región central, oriente y occidente, donde se logró analizar los sistemas de transmisión de potencia corriendo el flujo de carga para demanda máxima en los diferentes nodos del sistema y así observar que en el sistema eléctrico nacional hay nodos con voltaje fuera de rango. Luego se hizo el estudio con un análisis de compensación de potencia reactiva con bancos de capacitores aplicando metodologías en cada nodo fuera de rango y así elevar el nivel de voltaje en cada nodo del sistema eléctrico nacional.

# OBJETIVOS

## General

Seleccionar nodos del sistema eléctrico nacional para instalación de compensación reactiva.

## Específicos

1. Identificar los factores físicos y eléctricos que influyen en la regulación de tensión desde su naturaleza hasta las implicaciones que causan en las líneas de transmisión de los sistemas de transmisión de potencia.
2. Conocer las metodologías para identificación de zonas con problemas de regulación de tensión, identificar cuál es el factor que mayor influencia tiene y aplicar la metodología para solventarlo.
3. Conocer los distintos equipos que se usan para solventar la mala regulación de tensión en sistemas de transmisión de potencia.
4. Aplicar la metodología en el sistema eléctrico nacional para solventar en nodos la baja regulación de tensión.





## INTRODUCCIÓN

Este trabajo de graduación está relacionado con la identificación óptima de la compensación de energía reactiva en nodos específicos del sistema eléctrico nacional, tomando en cuenta que esta compensación se utiliza para mejorar la regulación de tensión en ciertas áreas del sistema en límite inferior del rango establecido en las normas. Este análisis toma en cuenta las características físicas y eléctricas del sistema de transmisión, las pérdidas de transmisión y la reserva de potencia reactiva.

En la regulación de tensión intervienen muchos factores como la longitud de la línea, el nivel de tensión de transmisión, la carga conectada, el factor de potencia de la carga, etc.

Luego, conociendo la causa principal de una caída de tensión se identifica detalladamente las metodologías para compensar un sistema eléctrico de potencia, donde existen varios métodos de compensación de potencia reactiva todos con el propósito de incrementar en forma significativa el nivel de tensión, la reserva de potencia y la potencia máxima que se puede transmitir.

Las metodologías para la compensación o mejora de regulación de tensión se van a lograr por medio de equipos que hoy en día se utilizan en la red del sistema eléctrico nacional, existen varios equipos para la compensación de potencia reactiva, éstos influyen en el control de voltaje y la potencia reactiva.

Los Compensadores estáticos de potencia reactiva (CEV), compensador estático VAR (SVC), compensador estático de reactivo FACT'S, condensadores estáticos, condensadores *Shunt* serie y paralelo. Además, se puede regular el voltaje generado absorbiendo potencia reactiva de una manera discreta, mediante la conmutación de capacitores o reactores en derivación respectivamente.

Otra manera de regular el voltaje es mediante un incremento o una disminución del consumo de potencia reactiva en los transformadores, lo cual se logra ajustando su cambiador de derivación. Además, la carga conectada al sistema eléctrico de potencia normalmente opera a factores de potencia atrasados de modo que consume potencia reactiva.

Por otra parte, en condiciones de demanda máxima la red de transmisión consume potencia reactiva, la cual es aportada por fuentes regulables y capacitores en derivación; mientras que en demanda mínima hay un exceso de potencia reactiva creado por la red de transmisión, fuentes regulables y reactores en derivación.

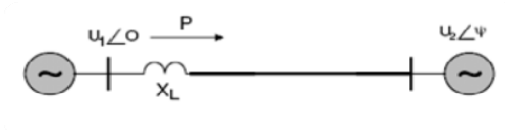
# 1. REGULACIÓN DE TENSIÓN EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE POTENCIA

## 1.1. Sistemas de transmisión de potencia

### 1.1.1. Principio básico de transmisión de potencia

Los principios básicos de la transmisión de potencia a través de una red pueden ser expuestos mediante un sistema simple que consta de una barra de generación (extremo emisor), una línea caracterizada por su reactancia  $X_L$  y una barra infinita (extremo receptor), como se puede observar en la figura 1.

Figura 1. Red de transmisión de potencia



Fuente: Alex Iván Meza, Compensadores estáticos de reactivos en transmisión. Universidad de Chile.

La potencia aparente transmitida al extremo receptor es

$$S_R = \overline{V}_R \cdot \overline{I}^*$$

Considerando que,

$$\overline{I} = \frac{(\overline{V}_E - \overline{V}_R)}{jX},$$

Se llega a que

$$\overline{S}_R = \overline{V}_R \cdot \frac{(\overline{V}_E^* - \overline{V}_R^*)}{-jX} = \frac{V_R \cdot V_E \angle (90^\circ - \delta) - V_R^2 \angle 90^\circ}{X}$$

Luego, las potencias activa y reactiva en el extremo receptor corresponden a

$$P_R = \operatorname{Re}\{S_R\} = \frac{V_R V_E \sin \delta}{X}$$

$$Q_R = \operatorname{Im}\{S_R\} = \frac{V_R V_E \cos \delta - V_R^2}{X}$$

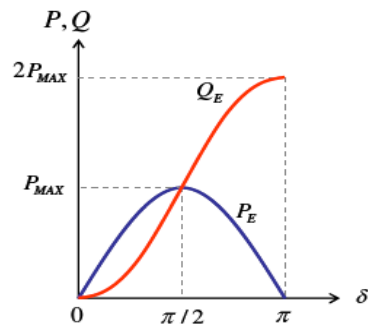
Análogamente, en el extremo emisor las potencias tienen la forma

$$P_E = \frac{V_R V_E \sin \delta}{X} = P_R$$

$$Q_E = \frac{V_R^2 - V_R V_E \cos \delta}{X}$$

Por lo tanto, la potencia puede ser transmitida a través de la línea en función de los desfases angulares existentes entre los extremos emisor y receptor. Para el caso  $V_E = V_R$ , se obtiene la curva de la figura 2.

**Figura 2. Transferencia de potencia en función del desfase en los extremos emisor receptor**



Fuente: Alex Iván Meza, Compensadores estáticos de reactivos en transmisión. Universidad de Chile.

De la formulación anterior, es posible concluir que la magnitud de la potencia transmitida depende de:

- a. Los voltajes en los extremos de la línea
- b. La diferencia angular existente entre dichos extremos
- c. La impedancia característica de ésta

### **1.1.2. Definición de sistema de transmisión de potencia**

Un sistema de transmisión de potencia es el medio de conexión entre los consumidores y los centros de generación el cual permite el intercambio de energía entre ellos. Los sistemas de transmisión interconectan a las centrales eléctricas con las subestaciones para transportar a distintos niveles de voltaje y para alimentar.

Una red se caracteriza por poseer diferentes niveles de voltaje de operación. Esta diversidad técnica necesaria permite que el intercambio se de en condiciones que minimicen las pérdidas de energía para así lograr el uso eficiente de la energía por parte de todos los integrantes del sistema eléctrico. Un sistema eléctrico de potencia (SEP) está formado por tres partes principales: generación, transmisión y distribución; siendo:

#### **1.1.2.1. La generación**

Es donde se produce la energía eléctrica por medio de las centrales generadoras, las que representan el centro de producción y dependiendo de la fuente primaria de energía se pueden clasificar en:

- a. Centrales hidroeléctricas
- b. Centrales termoeléctricas
- c. Centrales geotermo eléctricas
- d. Centrales núcleo eléctricas
- e. Centrales de ciclo combinado
- f. Centrales de turbo gas
- g. Centrales eólicas
- h. Centrales solares

Las centrales generadoras se construyen de tal forma, que por las características del terreno se adaptan para su mejor funcionamiento, rendimiento y rentabilidad.

En régimen normal todas las unidades generadoras del sistema se encuentran en "sincronismo", es decir, mantienen ángulos de cargas constantes. En este régimen la frecuencia debe ser nominal (60Hz), o muy cercana a ésta. Los voltajes de generación varían de 2,4 a 24 kv, dependiendo del tipo de central. Las características de las centrales eléctricas se relacionan con la subestación y la línea de transmisión en función de la potencia, la distancia a que se transmite y al área por servir.

#### **1.1.2.2. Líneas de transmisión**

Son los elementos encargados de transmitir la energía eléctrica desde los centros de generación a los centros de consumo a través de distintas etapas de transformación de voltaje; las cuales también se interconectan con el sistema eléctrico de potencia (SEP).

### 1.1.2.3. Subestaciones eléctricas

En función a su diseño son las encargadas en interconectar líneas de transmisión de distintas centrales generadoras y transformar los niveles de voltajes para su transmisión o consumo.

Las subestaciones eléctricas por su tipo de servicio se clasifican en:

- a. Subestaciones elevadoras
- b. Subestaciones reductoras
- c. Subestaciones compensadoras
- d. Subestaciones de maniobra o *switches*
- e. Subestación de distribución
- f. Subestaciones rectificadoras
- g. Subestaciones inversoras

Sin duda, la denominación de una subestación como transmisión o distribución es independiente de las tensiones involucradas y está determinada por el fin a que se destinó.

El objetivo a cumplir por una subestación es determinante en su ubicación física. Para esto, las subestaciones de transmisión están alejadas de los centros urbanos, esto facilita el acceso de líneas de alta tensión y la localización de terrenos, lo suficientemente grandes para albergar en forma segura los delicados equipos para el manejo de alta tensión.



Es claro que por las características funcionales de cada subestación no deben mezclarse en una instalación, equipos de transmisión y distribución. La utilización de este tipo de subestaciones debe limitarse exclusivamente a aquellos casos de claras justificaciones técnico económico.

Las subestaciones de distribución son alimentadas desde las subestaciones de transmisión con líneas o cables de potencia a la tensión de 230 o 85 Kv, es lógico suponer que esta tensión no debe considerarse como de transmisión ni distribución, para esta condición intermedia se desarrolla el concepto de sub-transmisión.

Los niveles de tensión para su aplicación e interpretación se consideran conforme lo indican las tarifas para la venta de energía eléctrica en su sección de aspectos generales, siendo:

- a. Baja tensión en el servicio que se suministra en niveles de tensión menores o iguales a 1 Kv.
- b. Media tensión en el servicio que suministra en niveles de tensión mayores a 1 Kv, pero menores o iguales a 35 Kv.
- c. Alta tensión a nivel sub-transmisión es el servicio que se suministra en niveles de tensión mayor a 35 Kv, pero menores a 220 Kv.
- d. Alta tensión a nivel transmisión es el servicio que se suministra en niveles de tensión iguales o mayores a 220 Kv.

## 1.2. Característica eléctrica de una línea de transmisión

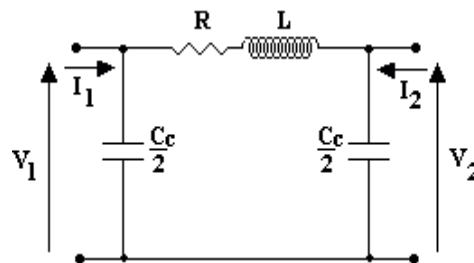
Una línea de transmisión se caracteriza por poseer cuatro parámetros distribuidos: resistencia en serie ( $r$ ), debido a la resistencia del conductor; inductancia en serie ( $l$ ), depende del flujo parcial dentro del conductor y del flujo externo; conductancia en derivación ( $g$ ), representa las pérdidas debido a las corrientes de fuga a lo largo de la línea; capacitancia en derivación ( $c$ ), debido a la diferencia de potencial entre los conductores de una línea de transmisión.

En la figura 3 se ilustra un circuito equivalente de una fase de línea de transmisión, en donde se muestra la relación entre la corriente y el voltaje a lo largo de dicha línea, en función de sus parámetros distribuidos con:

$Z = r + j\omega l =$  impedancia serie en unidad de longitud / fase.

$Y = g + j\omega c =$  admitancia en unidad de longitud / fase.

Figura 3. Representación de una línea de transmisión



Fuente: Enrique Ras Oliva, Teoría de líneas eléctricas.

Los voltajes y las corrientes mostradas representan cantidades sinusoidales que varían con el tiempo.

## 1.2.1. Parámetros de una línea de transmisión

### 1.2.1.1. Resistencia

La resistencia de los conductores de las líneas de transmisión es la causa más importante de pérdida en ellas. El término “resistencia”, a menos que sea calificado específicamente se refiere a la resistencia efectiva.

Se denomina resistencia a la propiedad que posee un material para oponerse a la circulación de corriente eléctrica por él. La expresión que define la resistencia de un conductor es:

$$R = \rho \frac{L}{S}$$

L ⇒ longitud (m)  
S ⇒ sección (mm<sup>2</sup>)  
ρ ⇒ resistividad (Ω\*mm<sup>2</sup>/m)

### 1.2.1.2. Inductancia

Un conductor de la línea está en las proximidades de los otros y es cortado por tres flujos de naturaleza distinta:

1. El primer flujo corresponde al formado por la corriente que circula por el conductor desde la periferia del conductor hasta el infinito.

2. Un segundo flujo también formado por la corriente que circula por el conductor y se localiza en el interior del conductor.
3. Y un tercer flujo que será igual a la suma de los flujos originado por los conductores cercanos recorridos por sus respectivas corrientes que también cortan al conductor considerado.

Estos flujos variables crean unas Fem autoinducidas-inducidas  $E = -L_A di/dt$ , tal que con sus efectos se oponen a las causas que las producen originando una reactancia en la línea de valor:

$$X_L = \omega \cdot L_A$$

En la que  $L_A$  representa el coeficiente de autoinducción aparente de la línea.

### 1.2.1.3. Capacitancia

Los conductores de una línea eléctrica aislados entre sí y de tierra son desde el punto de vista eléctrico, equivalentes a las armaduras de un condensador y cuando están a potenciales distintos toman una carga eléctrica dependiente de los valores relativos de dichos potenciales entre sí y respecto a tierra. Estos dos fenómenos de capacidad tienen lugar simultáneamente y se engloban para el cálculo en la llamada capacidad de servicio  $C_s$ , correspondiéndole, por fase, una reactancia capacitiva de valor:

$$X_C = 1/(\omega \cdot C_s)$$

#### **1.2.1.4. Conductancia**

Concretamente para este parámetro todavía no existe un modelo matemático preciso y con la simplicidad apropiada para poderlo manejar. Este parámetro resulta de la observación de las “corrientes de fuga”, describiendo una trayectoria de las fases a tierra. Principalmente, estas corrientes fluyen a través del aislador hacia la torre siendo función de la eficiencia del aislador la cual varía significativamente con el calor, humedad atmosférica, contaminación y salinidad del ambiente, entre otros factores.

Por esta razón, obtener un modelo matemático representativo de este fenómeno resulta una tarea compleja. Por otro lado, es común despreciar el efecto de estas corrientes de fuga debido a que representan un porcentaje muy pequeño con respecto a las corrientes nominales de la línea.

La conductancia toma en cuenta las corrientes de fuga en los aisladores de líneas aéreas y a través del aislamiento de los cables. Generalmente, no se considera la conductancia entre conductores de una línea aérea porque la fuga en los aisladores llega a ser despreciable.

Otra razón por lo que se desprecia la conductancia, es porque no hay una buena forma de tomarla en cuenta ya que es bastante variable. La fuga en aisladores que es la fuente principal de conductancia cambia apreciablemente con las condiciones atmosféricas y con las propiedades conductoras de la contaminación que se deposita sobre los aisladores. La descarga corona que es el resultado de la fuga entre líneas también varía bastante con las condiciones atmosféricas. Es una fortuna que el efecto de la conductancia sea una componente despreciable de la admitancia paralelo.

## **1.2.2. Representaciones de líneas de transmisión**

### **1.2.2.1. Línea de transmisión de longitud corta**

Se entiende como una línea corta a una de longitud menor de 80 km. En estos casos se puede transmitir hasta 1,5 veces la potencia nominal. Cuando la línea es clasificada como corta la capacitancia en derivación es tan pequeña que se puede omitir por completo con una pérdida pequeña y sólo se requiere considerar la resistencia  $R$  y la inductancia en serie para la longitud de la línea.

El circuito equivalente de una línea de transmisión corta se muestra en la figura 4 en donde  $I_s$  e  $I_r$  son las corrientes en los extremos, generador y receptor, respectivamente, y  $V_s$  y  $V_r$  son los voltajes, línea a neutro en esos mismos extremos.

El efecto de variar el factor de potencia de la carga sobre la regulación de tensión de la línea se entiende más fácilmente para las líneas cortas y por lo tanto, se considerará.

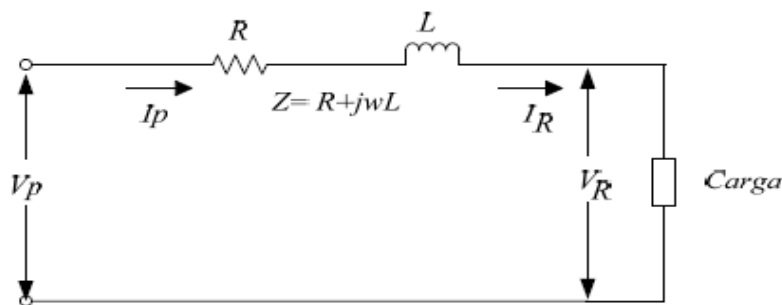
La regulación de tensión de una línea de transmisión es la elevación en el voltaje en el extremo receptor expresada en por ciento del voltaje a plena carga cuando se quita la plena carga a un factor de potencia específico mientras se mantiene constante el voltaje en el extremo generador. Un voltaje aun más pequeño en el extremo generador se requiere para mantener un voltaje dado en el extremo receptor cuando la corriente en este extremo adelanta al voltaje.

La caída de voltaje en la impedancia serie de la línea es la misma en todos los casos; sin embargo, debido a los diferentes factores de potencia la caída de voltaje se suma al voltaje del extremo receptor a un ángulo diferente en cada caso.

La regulación de voltaje es mayor para factores de potencia en atraso y menor (y aun negativa), para factores de potencia en adelanto.

La reactancia inductiva de una línea de transmisión es mayor que la resistencia, y el principio de regulación es válido para cualquier carga alimentada por un circuito predominante inductivo.

Figura 4. **Modelo de línea de transmisión corta**



Fuente: Enrique Ras Oliva. Teoría de líneas eléctricas.

Donde:

$V_p$ , Voltaje en el extremo del transmisor

$V_R$ , Voltaje en el extremo del receptor

$I_p = I_R$ , Corriente en el extremo del transmisor y del receptor

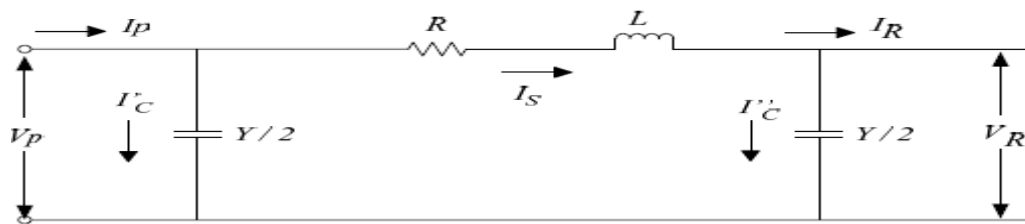
La tensión en el extremo del transmisor es:

$$V_P = V_R + I_R \cdot Z$$

### 1.2.2.2. Línea de transmisión de longitud media

Tiene entre 80 y 240 km y puede transmitir hasta 1,2 – 1,3 veces la potencia natural. Una línea de longitud media se puede representar con suficiente exactitud con “R” y “L” como parámetros concentrados, considerando que para los cálculos de líneas medias por lo general se incluye la capacitancia pura así, si toda la admitancia se supone concentrada en el punto medio del circuito que representa la línea, se dice que es un circuito T nominal si la admitancia se supone dividida en dos partes iguales en los extremos de la línea, se dice que el circuito es  $\pi$  nominal.

Figura 5. Modelo  $\pi$  de línea de transmisión longitud media



Fuente: Enrique Ras Oliva, Teoría de líneas eléctricas.



Donde:

$V_p$ , Voltaje en el extremo del transmisor

$V_R$ , Voltaje en el extremo del receptor

$I_p$ , Corriente en el extremo del transmisor

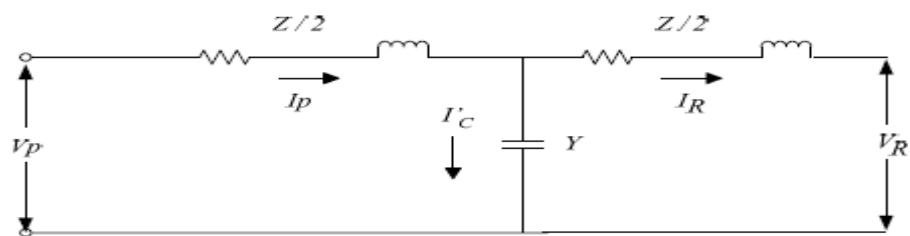
$I_R$ , Corriente en el extremo del receptor

$I_s$ , Corriente en el extremo serie

$I_c$ , Corriente en el ramal del extremo transmisor

$I_c''$ , Corriente en el ramal del extremo receptor

Figura 6. **Modelo T de línea de transmisión longitud media**



Fuente: Enrique Ras Oliva, Teoría de líneas eléctricas.

Donde:

$V_p$ , Voltaje en el extremo del transmisor

$V_R$ , Voltaje en el extremo del receptor

$I_p$ , Corriente en el extremo del transmisor

$I_R$ , Corriente en el extremo del receptor

$I_s$ , Corriente en el elemento serie

Si las capacitancias se omiten en el modelo de la línea de transmisión media el mismo modelo representa una línea corta.

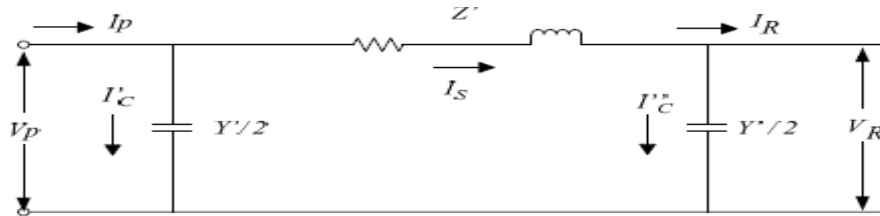
### **1.2.2.3. Línea de transmisión de longitud larga**

Cuando se requiere una mejor representación para una línea de transmisión larga que la usada en los circuitos T nominal y circuito  $\pi$  nominal, se requiere de una solución más sofisticada, debido a que se debe considerar la longitud incremental de la línea y considerar el efecto exacto de la capacitancia distribuida y su relación con la impedancia de la línea.

La solución exacta de cualquier línea de transmisión y la que se requiera con un alto grado de exactitud a calcular líneas de 60 Hz con más de 150 millas de largo debe considerar el hecho de que los parámetros de la línea no están agrupados sino distribuidos uniformemente a lo largo de la línea. Es decir, es preciso tomar teóricamente un número infinito de segmentos de línea para lo cual requiere de una solución apropiada para las ecuaciones diferenciales planteadas.

El circuito nominal  $\pi$  no representa exactamente una línea de transmisión porque no se tiene en cuenta que los parámetros de la línea están distribuidos uniformemente. La discrepancia entre el circuito nominal  $\pi$  y la línea real se hace conforme a la longitud de la línea que se incrementa.

Figura 7. **Modelo  $\pi$  de una línea de transmisión de longitud larga**



Fuente: Enríque Ras Olvia, Teoría de líneas eléctricas.

El voltaje en el extremo generador del circuito equivalente en términos de sus ramas: serie y paralelo, así como el voltaje y la corriente en el extremo receptor, es:

$$\vec{V}_P = \left( \frac{Z' \cdot Y'}{2} + 1 \right) \cdot \vec{V}_R + Z' \cdot \vec{I}_R$$

### 1.3. Impedancia característica y carga natural (SIL), de la línea de transmisión

#### 1.3.1. Impedancia característica

Para una máxima transferencia de potencia desde la fuente a la carga (o sea, sin energía reflejada), una línea de transmisión debe terminarse en una carga puramente resistiva igual a la impedancia característica de la línea.

La impedancia característica  $Z_0$  de una línea de transmisión es una cantidad compleja que se expresa en ohm, que idealmente es independiente de la longitud de la línea y que no puede medirse.

La impedancia característica (que a veces se llama resistencia a descarga), se define como la impedancia que se ve desde una línea infinitamente larga o la impedancia que se ve desde el largo finito de una línea que se termina en una carga totalmente resistiva igual a la impedancia característica de la línea.

Una línea de transmisión almacena energía en su inductancia y capacitancia distribuida. Si la línea es infinitamente larga puede almacenar energía indefinidamente; está entrando energía a la línea desde la fuente y ninguna se regresa. Por lo tanto, la línea actúa como un resistor que disipa toda la energía. Se puede simular línea infinita si se termina una línea finita con una carga puramente resistiva igual a  $Z_0$  toda la energía que entra a la línea desde la fuente se disipa en la carga (esto supone una línea totalmente sin pérdidas).

La impedancia característica  $Z_0$  se le conoce también como impedancia de tensión instantánea, también es la impedancia aparente de una línea infinitamente larga, ésta relaciona la corriente y el voltaje a lo largo de la misma en cualquier punto, la cual está dada mediante:

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}}$$

Su valor depende del diseño de la línea. Para las líneas aéreas de alto voltaje tiene un valor típico de un rango entre 200-400  $\Omega$ . Si la línea es sin pérdida ésta se caracteriza por su longitud y los parámetros  $\beta$  y  $Z_0$ . El comportamiento de todas líneas fundamentalmente es la misma pero, las diferencias surgen solo de acuerdo con su longitud, voltaje y el nivel de potencia transmitida.

De acuerdo con la ecuación anterior la impedancia en cualquier punto de línea será:

$$Z(x) = V(x) / I(x) = Z_0$$

La cual es independiente de **x**. Lo más importante, es que V e I tienen una amplitud constante a lo largo de la línea por lo que se dice, que la línea tiene un perfil de voltaje plano.

### 1.3.2. Carga natural (SIL)

Es la potencia enviada por una línea sin pérdidas a una carga resistiva igual a la impedancia característica.

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}}$$

La potencia suministrada por la línea que finaliza en una impedancia característica  $Z_0$ , es lo que se conoce como carga natural o impedancia de onda. Por la cual es expresada como:

$$P_0 = V_0 / Z_0$$

Donde:

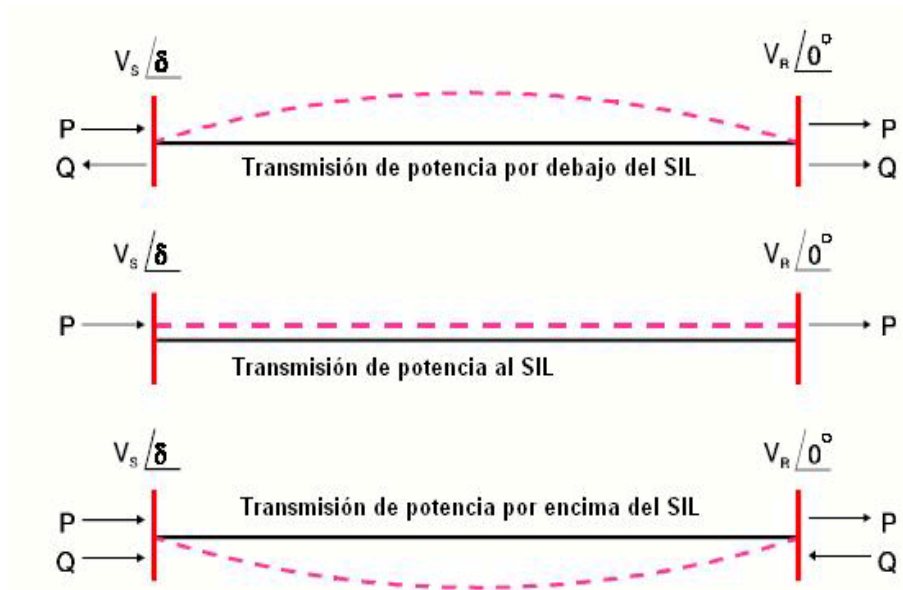
$V_0$ : voltaje nominal especificado de la línea.

De la ecuación anterior se observa que  $P_o$  se incrementa con el cuadrado del voltaje esto explica el uso de voltajes elevados para incrementar los niveles de potencia transmitida siendo el único valor de potencia transmitida que produce un perfil de voltaje plano en este sentido la potencia reactiva natural es cero. La ventaja de operar la línea bajo la carga natural es que debido al perfil de voltaje plano el aislamiento es uniforme en todos los puntos.

Una línea de transmisión genera más potencia reactiva capacitiva que la potencia inductiva que consume esto se debe a que la potencia reactiva capacitiva impone una carga en la línea de transmisión que la transporta, en cambio la potencia inductiva que son equipos van absorber esta potencia reactiva. Al mismo tiempo se puede ver que una componente de la corriente que se absorbe se retrasa 90 grados con respecto al voltaje.

Al aumentar el ángulo de potencia se llega a un punto equilibrio en que la línea observada desde sus extremos no consume, ni genera reactivos. A la potencia activa que se transmite en esta condición se le conoce como, carga natural de la línea (SIL). Para ángulos de potencia mayores cuando se transmiten cantidades de potencia activa en magnitudes por encima del punto de la carga natural (SIL), la línea consume una mayor cantidad de potencia reactiva inductiva que la que produce por efecto capacitivo.

Figura 8. Transmisión de potencia de una línea



Fuente: Bucciero J y Terbruggen, *Interconnected Power System Dynamics Tutorial*.

#### 1.4. Regulación de tensión

La regulación de tensión consiste en evitar las variaciones de tensión que se detectan en puntos receptores de un sistema de transmisión.

En redes de transmisión se acepta una fluctuación considerable (+/- 7,5 % del valor nominal), ya que no existen aparatos de utilización directa conectados a ella y en baja tensión. En sub-alimentadores la caída de tensión no debe de exceder más del 3% del valor nominal, siempre que la caída de tensión en el punto más desfavorable de la instalación no exceda el 5% de dicha tensión.

Existen rangos normativos de operación para Guatemala, estos se definen en las Normas NTCSTS y NTSD.

#### 1.4.1. Índice de calidad

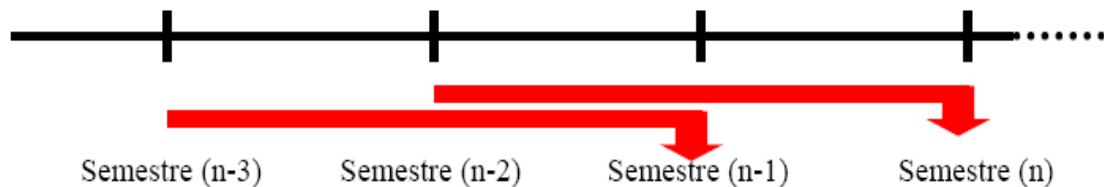
El índice para evaluar la tensión en el punto de conexión del transportista con los participantes en un intervalo de medición (k), será el valor absoluto de la diferencia ( $\Delta V_k$ ), entre la media de los valores eficaces (RMS), de tensión ( $V_k$ ), y el valor de la tensión nominal ( $V_n$ ), medidos en el mismo punto expresado como un porcentaje de la tensión nominal:

$$\text{Índice de regulación de tensión (\%)} = \Delta V_k (\%) = ((V_k - V_n) / V_n) \times 100$$

#### 1.4.2. Índices globales de la regulación de tensión

Estos índices o indicadores se calcularán semestralmente considerando las mediciones realizadas durante un período de doce meses incluyendo las realizadas en el semestre bajo análisis “n” y el anterior “n-1”. En el gráfico siguiente se indica lo establecido anteriormente:

Figura No. 9 Índices o indicadores globales de tensión



Fuente: Normas NTSD.



Los valores de tensión registrados utilizados para la determinación de los índices o indicadores analizarán con base a las desviaciones del valor nominal medido discriminado por bandas de unidad porcentual esto esta detallado en el artículo 26 de las normas NTSD.

Tabla I. **Valorización la energía según el grado de desviación a las tolerancias establecidas**

$\Delta V_{kSUP}$ superior al admisible En (%)	VALORIZACIÓN DE LA ENERGÍA CEB(B) (% de CENS)
$\leq 1$	4
$\leq 2$	8
$\leq 3$	15
$\leq 4$	20
$\leq 5$	30
$\leq 6$	36
$\leq 7$	49
$\leq 8$	56
$\leq 9$	72
$\leq 10$	84
$> 10$	100

Fuente: Normas NTSD.

Donde:

CENS: Costo de energía no suministrada (Q/kWh).

$\Delta V_{kSUP}$ : Porcentaje de desviación superior del valor admisible.

CE(B): Valorización de la energía en función de la desviación detectada como el % del CENS.

El control de voltaje y potencia reactiva está relacionado con la calidad y la seguridad del sistema eléctrico de potencia. La regulación de tensión adecuada a través de la red de transmisión se relaciona con la calidad del suministro de potencia activa.

Existe un conjunto de elementos que influyen en el control de la regulación de tensión y la potencia reactiva. Estos elementos son:

- a. Los generadores
- b. Condensadores síncronos
- c. Compensadores estáticos de potencia reactiva (CEV)

Estos elementos son capaces de absorber y generar potencia reactiva mediante un ajuste fino y continuo de sus voltajes en terminales; es decir, son fuentes regulables de potencia reactiva. Además, se puede regular la tensión generando o absorbiendo potencia reactiva de una manera discreta mediante la conmutación de capacitores o reactores en derivación respectivamente.

Otra manera de regular voltaje es mediante un incremento o disminución de consumo de potencia reactiva en transformadores lo cual se logra ajustando su cambiador en derivación. Además, la carga conectada al sistema eléctrico de potencia normalmente opera a factores de potencia atrasados de modo que consume potencia reactiva por otra parte, en condiciones de demanda máxima la red de transmisión consume potencia reactiva la cual es aportada por fuentes regulables y capacitores en derivación; mientras que en demanda mínima hay un exceso de potencia reactiva creado por la red de transmisión y que las fuentes regulables y reactores en derivación pueden absorberlo.

Por su capacidad de absorber o generar potencia reactiva y en combinación con las fuentes regulables que mantienen constante el voltaje en terminales la red de transmisión no permite que la potencia reactiva se transporte a distancias eléctricas grandes.

La regulación de tensión puede verse como un problema de estado estacionario cuyo objetivo es mantener la magnitud de voltajes complejos nodales dentro de un rango de valores especificados. Para asignar costos por servicio de regulación de tensión se debe conocer la parte de servicio que cada beneficiario del mercado recibe por cada uno de los dispositivos de control lo cual se logra mediante sensibilidades relativas de voltaje en nodos de carga con respecto a cada uno de estos dispositivos.

La sensibilidad de voltaje se puede para un punto de funcionamiento o para todos los nodos del sistema esto quiere decir, que éste es estable si el voltaje de cada nodo aumenta cuando hay una inyección de potencia reactiva en el mismo nodo. Y el sistema es inestable en voltaje si hay un nodo donde el voltaje disminuye al aumentar la potencia reactiva inyectada en el nodo. De esta manera, se puede decir que la región de atracción a la estabilidad de voltaje está dada donde la sensibilidad voltaje potencia reactiva es positiva.

Técnicamente una sensibilidad relativa igual a cero significa que el voltaje del nodo de carga asociado será insensible a los cambios en la variable de control respectiva. Por otra parte, una sensibilidad muy grande implica que el voltaje de ese nodo de carga este controlable efectivamente mediante cambios en tal variable de control.

### **1.4.3. Fundamentos teóricos para el control de la regulación de tensión**

Una de las funciones más importantes que se realiza en la operación de un sistema de potencia es el control de la regulación de tensión. Esta es una labor que requiere coordinación y bases conceptuales para lograr una aplicación eficiente de tal manera, que el sistema mantenga unos niveles de voltaje adecuado para mantener la estabilidad del sistema.

En el análisis relaciona la producción, absorción y el flujo de potencia reactiva (Mvar), con el perfil de voltaje de sistema siendo muy importante la localización de las fuentes de potencia reactiva y la estructura del sistema de transmisión y transformación.

Un control de regulación de tensión es el de tipo local y trata de mantener el voltaje de una barra en un valor especificado. Esto se logra a través de la acción del sistema de excitación de los generadores y la conexión de reactores y capacitores.

En estado estable los controles mantendrán el voltaje del nodo controlado en el valor especificado; sin embargo, ante perturbaciones se tendrán cambios en los voltajes y el regreso a los valores de referencia dependerá de la respuesta dinámica de los sistemas de excitación y la respuesta de control de los compensadores estáticos de vars (SVC's).

En el caso real las fuentes de reactivos son limitadas y sólo podrán mantener el voltaje mientras los requerimientos del sistema estén dentro de la capacidad de la fuente. Si se llega a un límite se pierde el soporte de reactivos y el control de voltaje en la zona donde se localiza la fuente.

De esta manera en un sistema de potencia es muy importante la localización de las fuentes de reactivos y el objetivo que se debe buscar es lograr un soporte de voltaje adecuado y reducir la transmisión de potencia reactiva a los puntos de carga. Si se tienen pocas fuentes de potencia reactiva y están alejadas eléctricamente de la carga entonces se tendrá la degradación del perfil de voltaje debido a la transmisión de reactivos a grandes distancias. Se debe resaltar que este es un problema acumulativo ya que al tener mayores diferencias de voltaje también se incrementa el consumo de reactivos en los elementos de transmisión lo que a su vez causa una caída de voltaje mayor.

Es importante considerar la reserva de potencia reactiva disponible en cada nodo controlado cuando se realizan cambios en los voltajes de las fuentes de reactivos. Para el adecuado control de la regulación de tensión se debe tener siempre disponible potencia reactiva para acompañar los cambios normales de carga o cambios en el sistema de transmisión ocasionados por perturbaciones.

Adicionalmente, se debe tener presente que la coordinación de la regulación de tensión en un sistema involucra criterios preventivos de seguridad con el fin de anticipar cambios posibles en la distribución de reactivos.

Para poder realizar un adecuado control de tensión es esencial que los operadores tengan claras las características del sistema de potencia así como la función que desempeñan los diferentes elementos que lo componen de tal manera, que el punto de operación inicial para cualquier tipo de perturbación sea favorable para garantizar la estabilidad de voltaje.

### **1.5. Relación entre tipo de carga, tipo de línea y caída de tensión**

Normalmente la caída de tensión suele significar una pérdida de potencial en los receptores aunque no siempre es así. Por ello es posible encontrarnos al menos dos casos para encontrar la relación entre tipo de carga tipo de línea y la caída de tensión.

Por ejemplo:

- a. Una caída de tensión muy elevada y positiva es generalmente debida a un exceso en la demanda de potencia; en tal caso, es necesario tomar alguna medida que evite una tensión muy baja ya que esto puede provocar problemas en los receptores.
- b. En líneas muy largas en las que el efecto de su capacidad es importante (efecto Ferranti), puede originarse una caída de tensión negativa, es decir, la tensión al final de la línea puede elevarse por encima del valor nominal; dependiendo del nivel alcanzado esta tensión puede llegar a ser peligrosa. El nivel de tensión en los nodos de una red de transmisión de potencia es una medida de la calidad del servicio.

Aunque una caída de tensión superior al margen tolerable puede darse en cualquier línea y si se acepta que la demanda de potencia dispone de un factor de potencia inductivo, la caída de tensión siempre será positiva; de esta expresión se deduce que al menos existen métodos diferentes para reducir la caída de tensión.

Estos métodos son:

- a. Elevando el nivel de tensión en la línea. Si ésta atiende o está previsto que atiende una demanda de potencia muy grande puede ser conveniente elevar la tensión nominal;
- b. Compensación de la potencia reactiva. Disponiendo en paralelo con la carga de un banco de condensadores que contrarreste el efecto de las bobinas disminuirá el término de la potencia reactiva total en el final de la línea ( $Q$ ), disminuyendo también la caída de tensión;
- c. Compensación de la reactancia de la línea mediante un banco de condensadores en serie. Se disminuye el término ( $X_L$ ), disminuirá la caída de tensión.

Nunca se regula la caída de tensión actuando sobre la resistencia o la potencia activa total, esta teoría se puede observar en estos 2 términos que a continuación se presentan.

- a. Sobre la resistencia no se actúa ya que sólo es posible modificarlo cambiando los cables que transportan el fluido eléctrico o disminuyendo la temperatura. Como cualquiera de estos métodos resulta extremadamente caro;
- b. La potencia tampoco suele modificarse ya que esta es precisamente una magnitud que se debe mantener constante para cubrir en cada momento las necesidades de los receptores.

Si la caída de tensión es negativa (caso muy poco frecuente con excepción de líneas largas funcionando en vacío), se aplicará la siguiente teoría:

- a. Elevando el nivel de tensión en la línea. Si ésta atiende o está previsto que atienda una demanda de potencia muy grande puede ser conveniente elevar su tensión nominal;
- b. Compensando la potencia reactiva. Se deberá realizar la compensación mediante reactancias inductivas en lugar de condensadores ya que una caída de tensión negativa solo puede originarse con una carga capacitiva. Por tanto, se dispondrá en paralelo con la carga de un banco de bobinas que contrarreste el efecto de los condensadores disminuyendo el término de la potencia reactiva total en el final de la línea (Q).

#### **1.6. Caídas de tensión en las líneas**

La caída de tensión en una línea ocurre cuando el sistema de potencia es incapaz de proporcionar potencia reactiva para enfrentar la demanda de carga. La operación confiable de un sistema de potencia requiere dispositivos que ajusten la salida de la potencia reactiva a fin de mantener la caída de tensión dentro de los límites aceptables ante los disturbios tales como fallas apertura o cierre de interruptores, entre otras situaciones de operación normal como la variación de la demanda.

Esto se puede conducir a la separación no controlada en el sistema de potencia salidas en cascada y consecuentemente al colapso de voltaje. La coordinación de cambiadores de derivación bajo carga el voltaje en terminales de generación y en general de dispositivos controlables, debe realizarse cuidadosamente tomando en cuenta la carga del sistema a fin de evitar cualquier escenario en donde se comprometa la seguridad del sistema.



Por lo anterior, se observa que la caída de tensión se encuentra estrechamente relacionada con la dinámica del sistema es decir, su operación es continua a diferencia de las reservas de potencia reactiva que se utilizarán en casos de contingencia y se proveerán para mantener la seguridad del sistema.

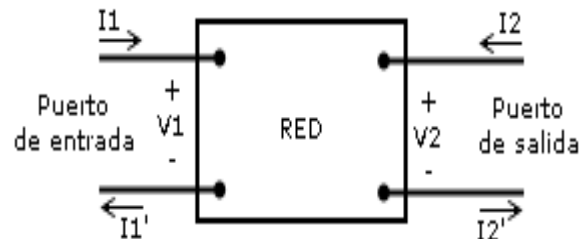
### 1.6.1. Caída de tensión en las líneas

Las líneas para las cuales son despreciables los parámetros derivación (líneas cortas), quedan representadas por una impedancia serie y presentan una caída de tensión.

Al variar la corriente que la línea transmite (al variar la carga), con tensión constante en el extremo emisor se observa en el receptor como varía la tensión.

Cuando los parámetros derivación no son despreciables (línea media – larga), el cálculo es más complejo se representa la línea con el correspondiente cuadripolo se le aplica la carga de interés (en el extremo carga), y la tensión correspondiente (en el extremo fuente), y se determina la tensión en el extremo carga y la diferencia entre las tensiones fuente – carga (emisor – receptor).

Figura 10. **Modelo cuadripolo**



Fuente: Smith Sedra, Circuitos micro electrónicos.

Veamos cualitativamente qué ocurre en la línea larga en distintos estados de carga en vacío, se le puede considerar como una línea corta cargada con su capacitancia la corriente capacitiva que circula en la impedancia serie causa una sobre elevación de tensión en el extremo receptor efecto Ferranti. Si la carga es capacitiva el efecto de sobre elevación de tensión es más notable.

Una caída de tensión en una línea de transmisión es la reducción de la tensión en un circuito eléctrico, entre la fuente y carga debido en parte a la resistencia de dicho conductor eléctrico.

La caída de tensión puede ser descuidada cuando la impedancia de los conductores de interconexión es pequeña en relación con los otros componentes del circuito. Una excesiva caída de tensión se traducirá en funcionamiento poco satisfactorio de los equipos eléctricos y representa la energía desperdiciada en el sistema de transmisión.

En el diseño de transmisión de potencia se utilizan diversas técnicas para compensar el efecto de la caída de voltaje en los circuitos largos o cuando los niveles de tensión deben ser precisa.

Si de una fuente de tensión  $V_0$  se alimenta un receptor de potencia  $P$  mediante una línea de transmisión de longitud  $L$  y sección  $S$ , en los bornes de dicha carga la tensión  $V$  será menor que  $V_0$ , debido a la resistencia  $R$  de los conductores.

Esta diferencia entre  $V$  y  $V_0$  se conoce con el nombre de:

$$\text{Caída de tensión} = V - V_0$$

En forma porcentual:

$$\text{Caída de tensión \%} = (V_o - V) * 100/V_o$$

La energía eléctrica producida en las estaciones generadoras es transportada a grandes distancias a través de líneas de transmisión hasta los puntos de consumo.

#### **1.6.1.1. Tipos de conductores**

En el principio de la transmisión de potencia eléctrica los conductores eran principalmente de cobre. Estos han sido reemplazados por conductores de aluminio para líneas de aéreas debido a su menor costo y ligereza con respecto a los de cobre para un mismo valor de resistencia. También es una ventaja el hecho de que el conductor de aluminio tenga un mayor diámetro que el de cobre con la misma resistencia. Con un diámetro mayor las líneas de flujo eléctrico que se originan en el conductor se encuentran más separadas en su superficie para el mismo voltaje.

Esto significa que hay un menor gradiente de voltaje en la superficie del conductor y una menor tendencia a ionizar el aire que rodea el conductor. La ionización produce un efecto indeseable llamado corona.

Los símbolos que identifican los diferentes tipos de conductores de aluminio son los siguientes:

- AAC**            Todos los conductores de aluminio.
- AAAC**          Todos los conductores de aleación de aluminio.

- ACSR** Conductores de aluminio con alma de acero.  
**ACAR** Conductores de aluminio con alma de aleación.

Los conductores de aleación de aluminio tienen mayor resistencia a la tensión que los conductores eléctricos de aluminio de grado normal. El ACSR consiste en un núcleo central (alma), de hilos de acero rodeados por capas de hilos de aluminio. El ACAR tiene un núcleo central de aluminio de alta resistencia rodeado por capas de conductores eléctricos de aluminio.

Un tipo de conductor conocido como ACSR expandido tiene un relleno de papel que separa los hilos de acero del interior de los de aluminio que están en el exterior. El papel le da un diámetro más grande (y de aquí una menor corona), para una conductividad y esfuerzo de tensión dados. El ACSR expandido se usa en algunas líneas de extra alto voltaje (EAV).

Las líneas de transmisión de energía eléctrica usan conductores metálicos tales como Cu, Al, acero, o en combinaciones para proveer al conductor de características eléctricas y mecánicas adecuadas, que cumplan con las condiciones de diseño de la línea y cumpliendo normas específicas.

Una de las cualidades que deben poseer los conductores usados en las líneas de transmisión es presentar una resistencia elevada a la corrosión atmosférica en condiciones normales y en condiciones extremas variando sus características antes citadas en rangos establecidos por el fabricante o por las normas.

Los metales utilizados en la construcción de líneas de transmisión deben poseer tres características principales:

- a. Presentar una baja resistencia eléctrica en consecuencia bajas pérdidas por efecto Joule;
- b. Presentar elevada resistencia mecánica ofrecer una elevada resistencia a los esfuerzos permanentes o accidentales;
- c. Costo razonable debido a que con base al conductor se basa la infraestructura restante de una línea de transmisión.

Pese a la menor resistencia eléctrica y superiores aptitudes mecánicas el cobre ha dejado de ser utilizado en la construcción de líneas de transmisión en alto voltaje debido a las características técnico - económicas que presenta este tipo de conductores respecto a los conductores que utilizan una combinación de materiales esto es especialmente notado en alta y muy alta tensión.

Todos los elementos constructivos de una línea de transmisión deben ser elegidos, conformados, y contruidos de manera que tengan un comportamiento seguro en condiciones de servicio bajo las condiciones climáticas favorables y no favorables. La línea de transmisión debe operar bajo tensiones y corrientes de régimen permanente estable y bajo las sollicitaciones de cortocircuito.

#### **1.6.1.2. Pérdidas en las líneas de transmisión**

En las líneas de transmisión existen ciertos tipos de pérdidas. A continuación una breve descripción de ellas:

#### **1.6.1.2.1. Pérdida del conductor**

Debido a que la corriente fluye a través de una línea de transmisión y la línea de transmisión tiene una resistencia finita hay una pérdida de potencia inherente e inevitable. Esto a veces se llama pérdida del conductor o pérdida por calentamiento del conductor y es simplemente una pérdida de FR. Debido a que la resistencia se distribuye a lo largo de la línea de transmisión la pérdida del conductor es directamente proporcional al cuadrado de la longitud de línea. Además, porque la disipación de potencia es directamente proporcional al cuadrado de la corriente la pérdida del conductor es inversamente proporcional a la impedancia característica.

La pérdida del conductor depende en parte de la frecuencia. Esto se debe a una acción llamada efecto piel. Cuando fluye una corriente a lo largo de un cable redondo aislado el flujo magnético asociado con él, está en la forma de círculos concéntricos.

Como todos los materiales semiconductores tienen cierta resistencia finita, hay una pérdida de potencia inherente e inevitable.

#### **1.6.1.2.2. Pérdida por radiación**

Si la separación entre los conductores en una línea de transmisión es una fracción apreciable de una longitud de onda los campos electrostáticos y electromagnéticos que rodean al conductor hacen que la línea actúe como antena y transfiera energía a cualquier material conductor cercano. La cantidad de energía difundida depende del material dieléctrico los espacios del conductor y la longitud de la línea.

Las pérdidas por radiación se reducen protegiendo adecuadamente del cable. La pérdida por radiación también es directamente proporcional a la frecuencia.

#### **1.6.1.2.3. Pérdida por calentamiento del dieléctrico**

Una diferencia de potencial entre dos conductores de una línea de transmisión causa la pérdida por calentamiento del dieléctrico. El calor es una forma de energía y tiene que tomarse de la energía que se propaga a lo largo de la línea. Para líneas dieléctricas de aire la pérdida de calor es despreciable. Sin embargo, para líneas sólidas se incrementa la pérdida por calentamiento del dieléctrico con la frecuencia.

#### **1.6.1.2.4. Pérdida por acoplamiento**

La pérdida por acoplamiento ocurre cada vez que una conexión se hace de o hacia una línea de transmisión o cuando se conectan dos partes separadas de una línea de transmisión. Las conexiones mecánicas son discontinuas (lugares donde se encuentran materiales diferentes). Las discontinuidades tienden a calentarse, a radiar energía, y a disipar potencia.

#### **1.6.1.2.5. Efecto corona (descargas luminosas)**

La corona es una descarga luminosa que ocurre entre los dos conductores de una línea de transmisión cuando la diferencia de potencial entre ellos excede el voltaje de ruptura del aislante dieléctrico. Generalmente, una vez que ocurre una corona se puede destruir la línea de transmisión.

Aunque este fenómeno no afecta a la resistencia en una forma directa, sí influye en la eficiencia de operación de la línea de transmisión debido a que su existencia producirá pérdidas adicionales.

Este efecto está relacionado con la producción de campos eléctricos debidos a altas densidades de carga cuya intensidad es capaz de ionizar el aire circundante a los conductores de fase de la línea de transmisión. Una ionización extrema resultará en la presencia de arcos eléctricos entre conductores. Este efecto puede detectarse audiblemente por el zumbido que produce y visualmente por el aura luminosa que se presenta en cada conductor de fase.

El efecto corona producirá pérdidas e interferencias radiofónicas. Tales pérdidas serán relativamente pequeñas en ambientes secos y tienden a incrementarse en ambientes más húmedos llegando inclusive a magnitudes 15 veces mayores.

Comúnmente, estas pérdidas se expresan en kW/km, pero resulta difícil de obtener un modelo analítico que permita calcularlas de manera exacta debido a la gran cantidad de variables involucradas. Los resultados son obtenidos usando relaciones empíricas y métodos estadísticos. Sin embargo, el efecto corona debe tomarse en cuenta para diseñar adecuadamente las líneas de transmisión.



## **1.7. Los efectos de la regulación de tensión en sistemas de transmisión**

Factores importantes que intervienen en el estudio de los varios sistemas de transmisión sirven de base para determinar el tipo de conductor que debe emplearse y por consecuencia el rendimiento de la transmisión de energía de una instalación.

En los sistemas de transmisión de potencia se utilizan diferentes tipos de estabilidad, estos son:

- a) La estabilidad de ángulo del rotor se refiere a la capacidad de las máquinas sincrónicas de un sistema de energía interconectado de permanecer en sincronismo después de ser sometido a una perturbación;
- b) La estabilidad del voltaje se refiere a la capacidad de un sistema de energía de mantener los niveles de los voltajes dentro de cierto rango en todos los nodos del sistema después de ser sometido a una perturbación;
- c) La estabilidad de la frecuencia se refiere a la capacidad de un sistema de energía de mantener la frecuencia constante después de que el sistema haya sido sometido a una perturbación severa que da como resultado un desequilibrio significativo entre la generación y la carga.

También existe:

- La distorsión armónica
- Pérdida de energía

### 1.7.1. Estabilidad de ángulo

Las variables a monitorear son los ángulos (relativos a una máquina de referencia), de los rotores de las máquinas que oscilan luego de una perturbación (si el sistema es estable las máquinas interconectadas permanecen en sincronismo).

Este ángulo es función del balance entre:

- Potencia mecánica aplicada al rotor (máquina primaria)
- Potencia eléctrica transferida a la red

(Ángulo entre campo magnético generado por el rotor y reacción del inducido (frecuencia de la red) y torque electromagnético (potencia eléctrica transferida a la red)).

Relación potencia ángulo

$$P = E_G \cdot E_M \cdot \text{sen } \delta / X_T$$

En la ecuación de oscilación de un generador la entrada de potencia mecánica que proviene de la fuente de energía mecánica será considerada como constante. Esta es una suposición razonable porque las condiciones en la red eléctrica puede cambiar antes de que el control gobernador de la turbina ocasione que ésta reaccione.

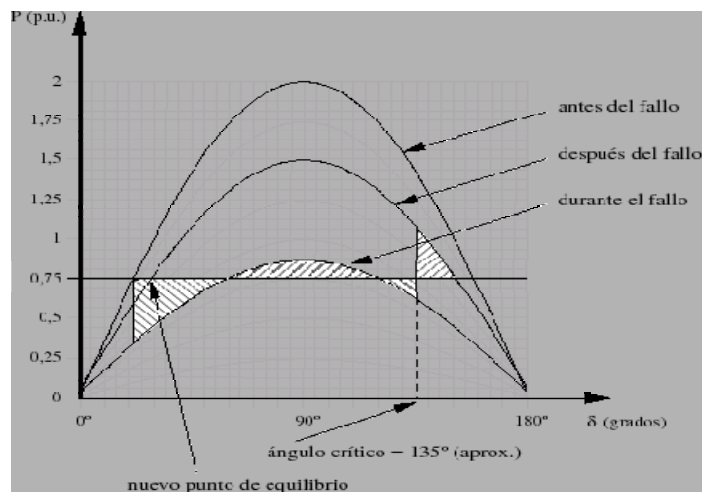
Los cambios en P se determinan por las condiciones en las redes de transmisión así como por las cargas del sistema al que el generador suministra

su potencia. Los disturbios en las redes eléctricas que resultan de severos cambios en las cargas, fallas en la red u operaciones de los interruptores pueden causar que la salida del generador  $P$  cambie rápidamente en cuyo caso hay transitorios electromecánicos.

En la ecuación se va a poder observar:

- Fuerte alinealidad
- No hay transferencia para  $d=0$
- Transferencia máxima si  $d=90^\circ$  (no necesariamente cierto en sistemas multi-máquina)
- Directamente proporcional a las tensiones, inversamente proporcional a la reactancia de la línea

Figura 11. **Curvas potencia ángulo**



Fuente: Grainger/Stevenson, Análisis de sistemas de potencia.

### 1.7.2. Estabilidad de voltaje

Es la capacidad de un sistema de potencia para mantener los voltajes estables en todas las barras del sistema después de un disturbio de las condiciones iniciales de operación. Ésta depende de la capacidad del sistema de mantener o restablecer el equilibrio entre la demanda y la transmisión del sistema. La inestabilidad que puede resultar ocurre en la forma de una caída progresiva de voltajes en algunas barras.

Una posible consecuencia de esta inestabilidad es la pérdida de carga en algunas áreas o la salida de líneas de transmisión y otros elementos por la actuación de sus respectivos relés de protección llevando esto a una salida en cascada de otros elementos. La pérdida de sincronismo de algunos generadores puede ser el resultado de estas salidas en cascada.

Durante un problema de inestabilidad de voltaje los operadores del sistema de transmisión de potencia pierden el control de las magnitudes de los voltajes y de la transferencia de potencia a través del sistema.

Un sistema de potencia bajo condiciones de explotación dadas y sometido a una perturbación es estable en voltaje si los valores de los voltajes de los puntos cercanos a los nodos de consumo se aproximan a valores de equilibrio después de la perturbación. El sistema entra en una inestabilidad de voltaje cuando una perturbación tal como un aumento de la carga o un cambio en la condición del sistema causa una caída de voltaje que es progresiva e irreparable.

El problema del transporte de energía es el que respecta a la inestabilidad de tensión. Una línea construida con conductores de sección suficiente que

permita una pérdida por efecto Joule tolerable, puede no obstante generar una excesiva regulación de tensión a lo largo de su recorrido. En las redes de transmisión especialmente donde es preciso garantizar al usuario una tensión mínima por debajo de la cual no se debe descender para cualquier valor de la carga, el valor de la caída de tensión adquiere una importancia decisiva en el cálculo de las líneas.

Se adoptará una tensión tal que expresada en kv resulte numéricamente casi igual a la longitud de la línea en km. Si se prevén varios circuitos será necesario tomar un número de ellos que por cada uno circule una corriente no superior a 300 amperios, y se determinará la sección a base de la pérdida de energía y eventualmente fenómenos transitorios del calentamiento del conductor.

Clasificación de la estabilidad de voltaje:

#### **1.7.2.1. Estabilidad de voltaje ante grandes disturbios**

Se refiere a la capacidad del sistema de mantener los voltajes constantes después de disturbios grandes, tales como las fallas que se presentan en el sistema de transmisión pérdida de generación o contingencias de corto circuito. Esta capacidad es determinada por las características del sistema la carga y las interacciones de controles continuos y discretos y de protecciones.

La determinación de la estabilidad de voltaje a grandes disturbios requiere la revisión de la respuesta no lineal del sistema de potencia durante el tiempo suficiente para capturar el funcionamiento y las interacciones de los dispositivos

tales como cambiadores de tomas bajo carga de los transformadores y los limitadores de campo del generador. El período del estudio de interés se puede extender a partir de algunos segundos a diez minutos.

#### **1.7.2.2. Estabilidad de voltaje ante pequeños disturbios**

Este tipo de estabilidad se define como la capacidad del sistema de mantener voltajes constantes después de pequeños disturbios tales como cambios incrementales en la carga del sistema. Esta forma de estabilidad es influenciada por las características de cargas de controles continuos y de controles discretos en un instante dado del tiempo.

#### **1.7.2.3. Estabilidad de voltaje de corto plazo**

La estabilidad de corto plazo del voltaje involucra la dinámica en el tiempo de los componentes rápidos de la carga, tales como motores de inducción, cargas controladas electrónicamente y convertidores. El período del estudio de interés está en el orden de varios segundos y el análisis requiere la solución de las ecuaciones diferenciales del sistema; esto es similar al análisis de la estabilidad del ángulo del rotor.

#### **1.7.2.4. Estabilidad de voltaje de largo plazo**

La estabilidad de voltaje de largo plazo involucra la dinámica de los equipos de respuesta lenta tal como los cambiadores de tomas de los transformadores, cargas controladas por temperatura y los limitadores de la corriente del generador. El período de estudio se puede extender a varios minutos, y las simulaciones a largo plazo se requieren para el análisis del funcionamiento dinámico del sistema.

#### **1.7.2.5. Colapso de voltaje**

El colapso de voltaje típicamente ocurre en sistema de potencia en los cuales están ciertamente cargados en falla y/o tienen una escasez de potencia reactiva. El colapso de voltaje es una inestabilidad del sistema que involucra muchos componentes del SEP y sus variables. Ciertamente, el colapso de voltaje involucra al sistema completo, aunque usualmente tiene una relativa gran incidencia en un área particular del sistema de potencia.

Si bien muchas variables están involucradas examinando la producción transmisión y el consumo de potencia reactiva, se puede tener una idea de la naturaleza física del colapso de voltaje. El colapso de voltaje está asociado con la insatisfacción de la demanda de potencia reactiva debido a las limitaciones en la producción y transmisión de potencia reactiva. Limitaciones en la producción de potencia reactiva que incluyen límites en los generadores y la baja producción de potencia reactiva de los capacitores en bajo voltaje.

Las principales limitaciones en la transmisión de potencia son las elevadas pérdidas de potencia reactiva en líneas altamente cargadas así como también las posibles salidas de líneas que reducen la capacidad de transmisión.

Existen muchos cambios conocidos que contribuyen al colapso de voltaje.

- Incremento de la carga
- Alcanzar los límites de potencia reactiva en generadores, condensadores sincrónicos o SVC
- Acción de los cambiadores de taps de los transformadores
- Salidas de líneas de transmisión, transformadores y generadores

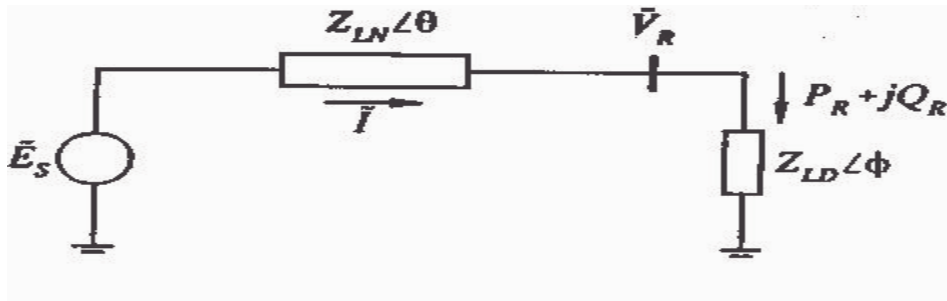
La mayoría de estos cambios tienen un efecto significativo en la producción consumo y transmisión de potencia reactiva.

Algunas de las acciones de control usadas como medidas en control del colapso voltaje son: conexiones de capacitores en paralelo, despacho de generación, regulación secundaria de voltaje, seccionamiento de carga y sobrecarga temporal de potencia reactiva en los generadores.

El colapso de voltaje puede afectar a la totalidad del sistema a una parte del mismo. La inestabilidad y el colapso de voltaje son casi siempre provocados por perturbaciones mayores. Son debidos a un esquema de voltajes iniciales bajos a un aumento importante de la carga a un funcionamiento próximo del límite de la capacidad de transporte de potencia.

Figura 12. **Sistema radial sencillo que ilustra el fenómeno de colapso de tensión**





Fuente: Grainger/Stevenson, Análisis de sistemas de potencia.

### 1.7.2.5.1. Curvas P-V en colapso de voltaje

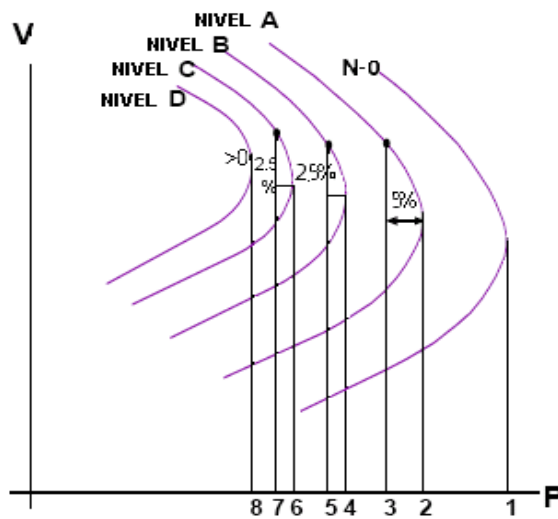
En una red de potencia se pueden simular aumentos de carga de infinitas maneras de acuerdo a como uno elija las barras en que se desea aumentar la carga activa y/o reactiva y las proporciones relativas de los aumentos entre las cargas elegidas.

El análisis P-V es una herramienta de estado estable que desarrolla una curva la cual relaciona el voltaje en una barra con la carga dentro de un área o el flujo por un enlace. Los voltajes de las barras son monitoreadas a través de cierto rango de incremento de carga y flujo de potencia activa de una región. Los beneficios de esta metodología es que provee de una indicación de proximidad al colapso de voltaje dentro de un rango especificado de niveles de carga o flujos por un enlace para una topología dada del sistema.

Una curva P-V se puede dar ya sea porque se incremente la carga en la región de estudio también incrementando la generación externa o incrementado los flujos.

En la figura 13 se puede observar las curvas que relacionan el nivel de cargabilidad del sistema con el nivel de voltaje de una barra dada se puede observar en el análisis estático de estabilidad de voltaje.

Figura 13. **Curva P-V en un colapso de voltaje**



Fuente: Francisco González, Control Q-V Dig *Silent Power Factory*.

La curva tiene una carga máxima. Este valor típicamente se llama la carga máxima del sistema o cargabilidad del sistema si la carga se aumenta más allá de dicha cargabilidad los voltajes declinarán incontrolables o en otras palabras se entra en una región de inestabilidad de voltaje.

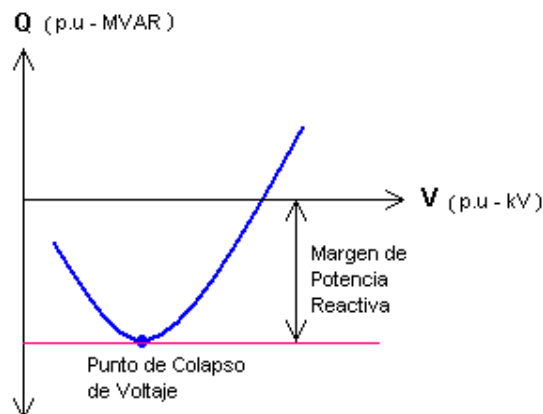
### 1.7.2.5.2. Curvas Q-V en colapso de voltaje

El análisis Q-V es usado para estudiar los clásicos colapsos de voltaje. Estas curvas se construyen de cierta manera para ciertas barras críticas del sistema y se grafican como la cantidad de potencia reactiva que debe ser inyectada a una barra para mantener un nivel de voltaje deseado. Toda curva se construye manteniendo constante la transferencia de potencia activa.

También se expresa la relación entre la potencia reactiva suministrada  $Q$  en una barra dada y el voltaje en esa barra también proporciona una manera de investigar el potencial colapso de voltaje durante el periodo post- transitorio dentro de 3 minutos después de un disturbio.

Además de tener suficientes dispositivos de control de voltaje para soportar las contingencias posibles es prudente tener un margen suficiente que considere la variación en las condiciones del sistema. Se interpreta el colapso de tensión como un indicador de que existe un inadecuado balance de reactiva en una o más barras de la red.

Figura 14. Curva Q-V en un colapso de voltaje



Fuente: Francisco González, Control Q-V *Dig Silent Power Factory*.

El punto de la curva Q-V donde la derivada  $dQ/dV$  es igual a cero, representa el límite de la estabilidad de voltaje.

### **1.7.3. Estabilidad de frecuencia**

La estabilidad de frecuencia es restablecer la frecuencia luego de una perturbación severa de desbalance en la carga. El control de frecuencia ante contingencias exige una distribución de la reserva de potencia activa en las diversas áreas del sistema interconectado. Esto permite tener una mejor característica de regulación y disponer de reserva en áreas eléctricas estratégicas de acuerdo a la estructura del sistema para los casos de operación en islas eléctricas.

Adicionalmente la concentración de reserva en ciertas áreas de control puede dar lugar a la sobrecarga de enlaces de interconexión y a la posible pérdida de los mismos. La distribución del margen de regulación involucra también un compromiso entre seguridad y economía ya que al asignar a las unidades más eficientes un margen de regulación se incurre en un diferencial de costos de operación importante.

Operativamente se han implementado el criterio de soportar la pérdida de una línea de interconexión sin tener operación de relevadores de corte de carga por baja frecuencia. En el caso de esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia se trata de diseñar y coordinar los cortes de carga necesarios para contrarrestar la caída de la frecuencia.

Está asociada a:

- Insuficiente respuesta de los equipos
- Coordinación insuficiente entre controles y protecciones
- Insuficiente reserva de generación
- Perdida de carga (indeseado, pero a veces inevitable)

Un sistema con un desbalance llega a una frecuencia mínima y posteriormente recupera una frecuencia estable.

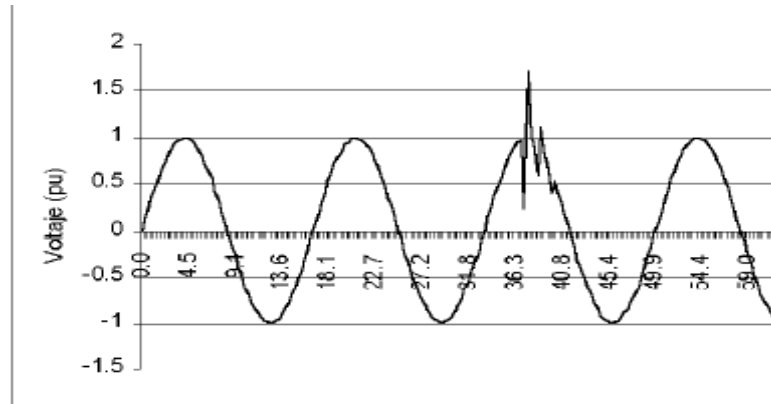
#### **1.7.4. La distorsión armónica**

La distorsión armónica puede verse en:

##### **1.7.4.1. Fenómenos transitorios**

En redes de transmisión se dan muchos efectos transitorios tales son arranque de motores, conmutación de capacitores, efectos de tormentas o fallas por cortocircuito entre otras. En la figura 15 se puede observar el efecto de voltaje por la conmutación de capacitores.

Figura 15. **Efecto en el voltaje por la conmutación de capacitores**



Fuente: Eugenio Téllez, AP\$C Distorsión armónica.

#### **1.7.4.2. Condiciones permanentes**

Están relacionadas con armónicas de estado estable. En los sistemas eléctricos es común encontrar que las señales tendrán una cierta distorsión que cuando es baja lo cual no ocasiona problemas en la operación de equipos y dispositivos. Existen normas que establecen los límites permisibles de distorsión dependiendo de la tensión y de su influencia en el sistema.

#### **1.7.4.3. Características de la distorsión armónica**

Cuando la onda corriente o tensión medida en cualquier puerto de un sistema de potencia se encuentra distorsionada con relación a la onda sinusoidal que idealmente deberíamos encontrar se dice que se trata de una onda contaminada con componentes armónicos.

Para que se considere como distorsión armónica las deformaciones en una señal éstas deben de cumplir las siguientes condiciones:

- Que la señal tenga valores definidos dentro del intervalo lo que implica que la energía contenida es finita;
- Que la corriente sea periódica teniendo la misma forma de onda en cada ciclo de la señal de corriente o voltaje;
- Permanente, cuando la distorsión armónica se presenta en cualquier instante de tiempo es decir, que no es pasajera.

En general, los armónicos son producidos por cargas no lineales, lo cual significa que su impedancia no es constante (está en función de la tensión).

Estas cargas no lineales a pesar de ser alimentadas con una tensión sinusoidal adsorben una intensidad no sinusoidal pudiendo estar la corriente desfasada un ángulo  $\phi$  respecto a la tensión. Para simplificar se considera que las cargas no lineales se comportan como fuentes de intensidad que inyectan armónicos en la red.

El estudio de estas ondas no senoidales se encara utilizando el análisis de Fourier, que permite su descomposición en una suma de ondas senoidales puras de distintas frecuencias de manera tal que cada componente senoidal se puede tratar separadamente con los métodos desarrollados para ondas senoidales puras.

Las frecuencias de las diferentes ondas componentes resultan múltiplos enteros de la frecuencia fundamental y las ondas correspondientes se conocen como armónicas superiores. En el caso particular de ondas de período  $T$  simétricas con respecto al eje de abscisas ( $f(x) = -f(x + T/2)$ ), no existen armónicas cuya frecuencia resulte un múltiplo par de la fundamental. Además, por lo indicado, a estas ondas no senoidales se las conoce también como poli-armónicas y la acción distorsiva de los elementos no lineales da origen a la denominada distorsión armónica.

En principio, la forma de onda de la tensión en barras de un sistema de potencia importante puede suponerse como puramente sinusoidal y de frecuencia constante (60 Hz en Guatemala). Esta frecuencia se denomina usualmente frecuencia de red o frecuencia fundamental.

En el pasado, la fuente más importante de generación de corrientes y tensiones poli-armónicas (también llamadas no sinusoidales o simplemente armónicas), era la rectificación con diodos de vapor de mercurio y el principal inconveniente que originaba era la interferencia telefónica.

Con la demanda siempre creciente de la industria y el comercio junto con el gran desarrollo de la electrónica de potencia se produjo un aumento en el uso de equipos de conversión estática a tiristores arrancadores y variadores de velocidad para motores de corriente alterna y de corriente continua rectificadores, atenuadores electrónicos de iluminación, fuentes conmutadas, sistemas de alimentación ininterrumpida, etcétera.



Se incrementó la utilización de lámparas de descarga en gases, circuitos ferró resonantes, reactores con núcleo saturable, hornos de arco, bancos de capacitores en paralelo para la corrección del factor de potencia y diversos equipos de características no lineales, que han producido un aumento del nivel de armónicas presentes en las redes de transmisión de potencia.

Asimismo hay que considerar que los componentes armónicos de frecuencias altas dan lugar a mayores pérdidas por histéresis y por corrientes parásitas en los circuitos magnéticos; y un mayor efecto pelicular en los conductores eléctricos. Además, en las máquinas rotativas originan campos giratorios de secuencia inversa (por ejemplo la 5ª armónica).

Esto último se agrava por el hecho que los equipos modernos se diseñan con tolerancias mucho más estrechas a fin de reducir costos. El resultado es que los equipos son menos capaces de tolerar armónicas.

Otro aspecto a tener en cuenta en presencia de armónicas es que los instrumentos de medición y los sensores de las protecciones deben estar diseñados para considerar valores eficaces verdaderos (RMS).

Cuando un equipo de compensación de potencia reactiva se instala en redes en las que parte de la carga está constituida por equipos que son generadores de armónicas se pueden formar lazos resonantes en varias regiones de la línea que generando tensiones y corrientes armónicas pueden dañar tanto a los capacitores como a la instalación eléctrica.

## **2. MÉTODOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN SISTEMAS DE TRANSMISION DE POTENCIA**

### **2.1. Cálculo de las potencias necesarias para regular la tensión**

#### **2.1.1. ¿Qué es la potencia reactiva?**

La generación de potencia reactiva en el punto de consumición ayuda a la producción de energía y ahorra energía. Libera capacidad en la planta de producción de energía para la generación de potencia activa y reduce las pérdidas en los sistemas de transmisión. Al mismo tiempo, hay una mayor capacidad disponible para la transmisión de potencia activa.

Generar potencia reactiva en la planta de producción de energía no es económico, produciendo pérdidas en la red eléctrica. Esto conlleva un incremento en el uso de energía primaria. En los sistemas de transmisión la potencia reactiva necesita tanta capacidad como la potencia activa.

Para incrementar la eficacia de su rendimiento los suministradores de electricidad y los propietarios de redes de transmisión han adoptado una tarifa de potencia reactiva la cuál anima a los consumidores a producir localmente la potencia reactiva que necesitan; por ejemplo, con la ayuda de condensadores de compensación.

La potencia reactiva no tiene el carácter realmente de ser consumida y sólo aparecerá cuando existan bobinas o condensadores en los circuitos. La potencia reactiva tiene un valor medio nulo por lo que no produce trabajo útil.

Es por ello que se dice que es una potencia devastada (no produce vatios), se mide en voltamperios reactivos (**VAR**), y se designa con la letra **Q**.

A partir de su expresión,

$$Q = I \cdot V \cdot \sin \phi = I \cdot Z \cdot I \sin \phi = I^2 \cdot Z \cdot \sin \phi = I^2 \cdot X = I^2 \cdot (X_L - X_C) = S \cdot \sin \phi$$

Lo que reafirma que, esta potencia es debida únicamente a los elementos reactivos y va a presentar los siguientes aspectos:

- a. Genera campos magnéticos y campos eléctricos
- b. Es originada por dispositivos de tipo inductivo y de tipo capacitivo
- c. La origina la componente de la corriente que está a 90° con el voltaje, en adelanto en atraso
- d. Sus unidades son kVAR o MVAR

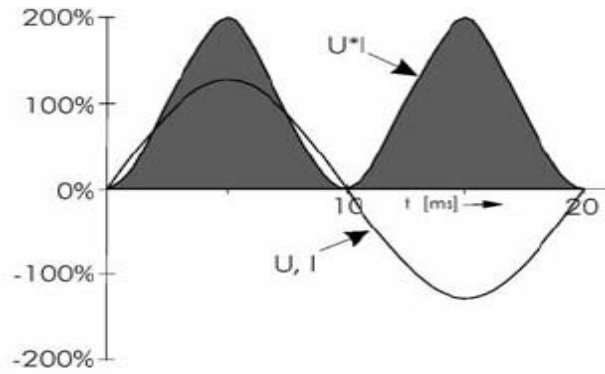
La potencia reactiva se genera en una red de corriente a causa de los consumidores lineales inductivos como por ejemplo, motores, transformadores o bobinas, y de los consumidores no lineales inductivos como lo son, los convertidores, soldadoras, hornos de arco eléctrico, rectificadores, variadores trifásicos y de corriente alterna o equipos UPS.

Los campos para la compensación centralizada de la potencia reactiva alivian a transformadores y cables reducen las pérdidas de transmisión y ahorran gastos de energía. Dependiendo de la estructura de los consumidores la compensación de potencia reactiva está equipada con módulos de condensadores con o sin inductancias.

En las cargas resistivas los valores instantáneos de tensión y corriente son proporcionales los unos a los otros figura 16. En los componentes reactivos no lo son figura 17. En el último caso si una de las dimensiones tiene una forma de onda senoidal la otra también, pero con un desplazamiento de fase entre ambas; por lo tanto, durante dos secciones de cada período de corriente alterna tienen el mismo signo pero durante las otras dos secciones sus signos son diferentes. Durante esos períodos en que las polaridades de tensión y corriente son opuestas su producto y la potencia negativa; de modo que un consumidor de potencia se convierte temporalmente de en una fuente de energía.

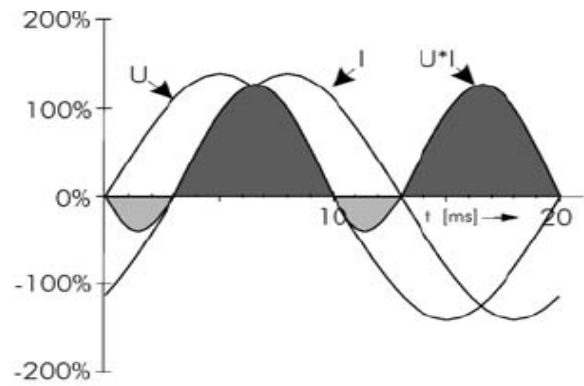
La energía eléctrica absorbida un cuarto período antes no fue consumida (por ejemplo convertida en otra forma de energía, como calor), sino que se almacenó y ahora se recupera y es devuelta a la red. La energía activa real transferida durante cada período completo es igual a la integral de la potencia que es el área que queda por debajo de la curva de tensión multiplicada por la curva de corriente restando las partes que quedan por debajo del eje de abscisas a las de la parte superior. De modo que la potencia reactiva fundamental es una oscilación de energía.

Figura 16. **Carga resistive**



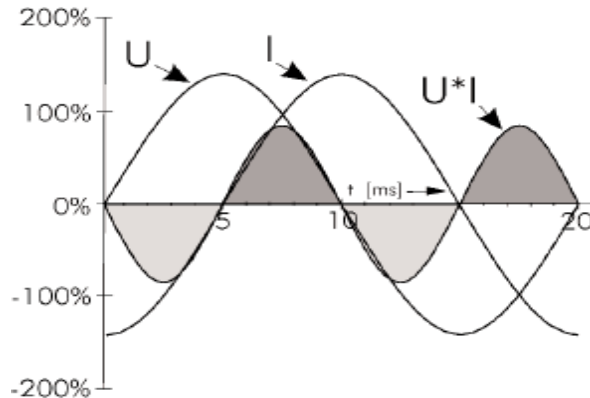
Fuente: Stefan Fassbinder, Guía de calidad de la energía eléctrica.

Figura 17. **Carga resistivo-inductiva**



Fuente: Stefan Fassbinder, Guía de calidad de la energía eléctrica.

Figura 18. **Carga inductiva**



Fuente: Stefan Fassbinder, Guía de calidad de la energía eléctrica.

Hasta aquí, la definición de la potencia reactiva en lo que se refiere a tensiones senoidales y cargas reactivas es todavía relativamente simple. Sin embargo, la potencia reactiva también está presente en las cargas resistivas controladas por el ángulo fase.

### 2.1.2. Teoría de la compensación

Un sistema de potencia ideal el voltaje y la frecuencia en cada punto de suministro, deberían ser constantes libres de armónicos y con un factor de potencia igual a uno. Hay características en los sistemas de transmisión que impiden una óptima calidad en el suministro por lo que se estudian aquéllas que se pueden corregir por medio de la compensación, esto es, mediante el suministro o absorción de una cantidad apropiadamente variable de potencia reactiva. En otras palabras, la compensación quiere decir la modificación de las características eléctricas de una línea de transmisión con el fin de incrementar su capacidad de transmisión de potencia.

El objetivo general de un sistema de compensación ideal es llevar a cabo las siguientes funciones:

- Ayuda a producir un perfil de voltaje sustancialmente plano en todos los niveles de la transmisión de potencia;
- Mejora la estabilidad aumentando la potencia máxima transmitida;
- Provee un medio económico para satisfacer los requerimientos de potencia reactiva del sistema de transmisión.

A lo largo de los años se ha hecho evidente que la máxima capacidad operativa de un sistema seguro de transmisión se basa frecuentemente, en la estabilidad de la tensión y de los ángulo de fase y no tanto en sus limitaciones físicas. Así pues, en vez de construir nuevas líneas la industria ha buscado desarrollar tecnologías o dispositivos que incrementen la capacidad de las redes de transmisión manteniendo al mismo tiempo o incluso mejorando la estabilidad de la red.

Muchas de estas tecnologías actualmente bien establecidas pertenecen a la categoría llamada FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*). Estas tecnologías no sólo mejoran la capacidad y la seguridad de los sistemas de transmisión de energía sino que aumentan mucho su flexibilidad.

En teoría un sistema de transmisión puede transportar energía hasta alcanzar sus límites de carga térmica.

En la práctica, sin embargo, el sistema casi siempre está restringido por los límites de estabilidad y de variación de la tensión y por las circulaciones de potencia, antes de alcanzar el límite térmico. Los niveles de tensión en sistemas de transmisión pueden variar moderadamente pero no se admite que superen límites bien definidos generalmente del 5 al 10 %.

Los límites de estabilidad de la transmisión se refieren a la energía que un sistema afectado por importantes averías puede transmitir sin haber perdido nada de su capacidad de transmisión.

Las circulaciones de potencia se producen en un sistema eléctrico interconectado de múltiples líneas, como consecuencia de leyes básicas de circuitos que definen los flujos de corriente por la impedancia en lugar de por la capacidad de corriente de las líneas. En otras palabras, el flujo de energía entre los puntos A y B de una red, no tendrá lugar necesariamente por la ruta más corta y directa sino que la energía fluirá de forma descontrolada y se distribuirá en abanico siguiendo rutas no deseadas de entre las disponibles en la red. El resultado de ello es la sobrecarga de líneas con los consiguientes problemas de temperatura y de niveles de tensión.

### **2.1.3. ¿Por qué compensar?**

En una red de transmisión se encuentran simultáneamente muchas cargas inductivas. Muchas serán resistivas mientras que otras tendrán un componente capacitivo en el cual la curva de corriente estará un poco por delante de la curva de tensión (adelantada), y otras tendrán un componente inductivo en que la corriente estará retrasada con respecto a la tensión aplicada.



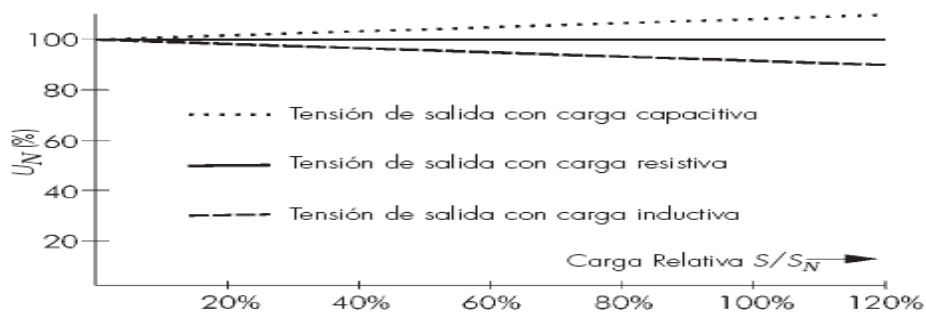
En la mayoría de las redes de transmisión predominan las cargas resistivos-inductivas de modo que la corriente total tiene una naturaleza resistivo-inductiva. Figura 19.

Esta incesante aunque indeseada oscilación de energía supone un flujo adicional de corriente en los cables y transformadores que se suma a su carga produce pérdidas resistivas adicionales y utiliza una parte potencialmente elevada de su capacidad. Por lo tanto, las razones para compensar son evitar:

- Las pérdidas de energía causadas por ésta
- Las caídas de tensión adicionales que producen estas corrientes adicionales en el sistema de transmisión
- La demanda indeseada de capacidad de transmisión

Estas caídas adicionales de tensión en el sistema son importantes. Una corriente reactiva que fluye a través de una resistencia provoca una pérdida de potencia real. Incluso si la impedancia es mayoritariamente reactiva las variaciones rápidas en la corriente reactiva pueden causar oscilaciones (*flicker*).

Figura 19. **Modelo de carga resistivo-inductivo**



Fuente: Stefan Fassbinder, Guía de calidad de la energía eléctrica.

## **2.2. Cómo compensar en las condiciones actuales**

### **2.2.1. Principios de la compensación reactiva**

La energía reactiva se pone de manifiesto cuando existe un trasiego de energía entre los receptores y la fuente provocando pérdidas en los conductores caídas de tensión en los mismos y un consumo de energía suplementario que no es aprovechable directamente por los receptores.

Generalmente está asociada a los campos magnéticos internos de los motores y transformadores. Se mide en KVARh. Como esta energía provoca sobrecarga en las líneas transformadoras y generadoras sin producir un trabajo útil es necesario neutralizarla o compensarla.

La conexión de cargas inductivas en una red de transmisión provoca el desfase entre la onda de intensidad y la tensión el ángulo mide este desfase e indica la relación entre la intensidad reactiva inductiva de una red y la intensidad activa de la misma.

El trasiego de energía reactiva entre las cargas y el sistema provoca el incremento de la corriente que debe entregar el sistema de potencia causando mayores pérdidas en los conductores y mayores caídas de voltaje. Por esta razón las compañías eléctricas penalizan el consumo de energía eléctrica aplicando recargos en la tarifa.

La energía reactiva se puede presentar en 2 formas:

- La requerida por los circuitos inductivos, como son los motores, transformadores, lámparas de descarga, etc.
- La requerida por los circuitos capacitivos, como es la capacidad de los cables, condensadores, etc.

En la figura 20 se representan las curvas de potencia, tensión y corriente instantánea, para una carga monofásica inductiva lineal. Como se puede ver, la potencia instantánea entregada se compone de dos sumandos: una potencia oscilante a una frecuencia doble de la fundamental, y una potencia media de valor  $VI \cos j$  que realmente determina la potencia activa o útil entregada a la carga.

Otra forma de escribir esta ecuación es:

$$p(t) = VI \cos \phi \cdot (1 - \cos 2\omega t) - VI \sin \phi \cdot \sin 2\omega t$$

A partir de lo anterior se puede escribir:

$$p(t) = P \cdot (1 - \cos 2\omega t) - Q \cdot \sin 2\omega t$$

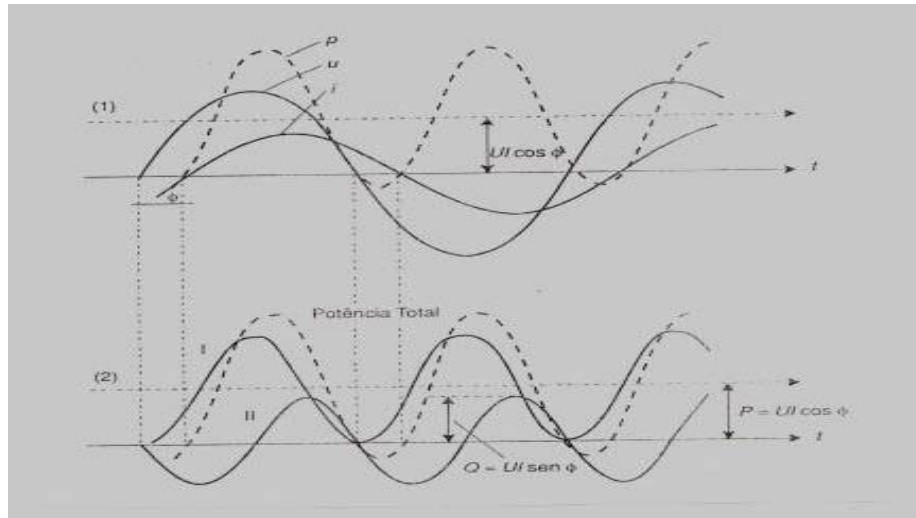
Donde,

- $P = \text{Potencia activa} = VI \cos j$
- $Q = \text{Potencia reactiva} = VI \sin j$

En la figura 20 también se representan los dos términos que componen la potencia instantánea:

- El primer término corresponde a la potencia entregada a la carga, es siempre positiva y su valor medio es la potencia activa  $VI \cos j$ .
- El segundo término es la potencia que oscila entre el sistema y la carga su valor medio es nulo y su valor máximo es la potencia reactiva.

Figura 20. **Curvas de potencia, tensión y corriente instantánea y términos que componen la potencia**



Fuente: Grainger/Stevenson, Texto análisis de sistemas de potencia.

### 2.2.1.1. **Ventajas de la compensación reactiva**

#### 2.2.1.1.1. **Reducción de las caídas de tensión**

La instalación de condensadores permite reducir la energía reactiva transportada, disminuyendo las caídas de tensión en las líneas.

#### 2.2.1.1.2. **Aumento de la potencia disponible**

La instalación de condensadores permite aumentar la potencia disponible en una instalación sin necesidad de ampliar los equipos como cables, aparatos y transformadores. Este es consecuencia de la reducción de la intensidad de corriente que se produce al mejorar el factor de potencia.

#### **2.2.1.1.3. Reducción de la sección de los conductores**

La instalación de un equipo de corrección del factor de potencia en una instalación permite reducir la sección de los conductores a nivel de proyecto ya que para una misma potencia activa la intensidad resultante de la instalación compensada es menor.

#### **2.2.1.1.4. Reducción de pérdidas por efecto Joule**

La compensación de energía reactiva permite la reducción de las pérdidas Joule en los conductores y transformadores. Además, estas pérdidas son contabilizadas como energía activa consumida (Kwh), en el medidor. Dichas pérdidas son proporcionales a la intensidad elevada al cuadrado.

Si se quieren reducir las pérdidas energéticas puede elegirse entre dos opciones: disminuir la resistencia del conductor que transporta la corriente, o disminuir la intensidad que circula por el mismo.

La primera opción se consigue o bien cambiando el material constructivo de las líneas, solución difícil ya que esto representa utilizar materiales más conductores y por tanto aumento de los costes o aumentar la sección del conductor lo que implica también un aumento del coste de la instalación al aumentar la cantidad de metal a utilizar y ser mayor el peso que tendrían que soportar las torres metálicas o postes de suspensión.

La segunda opción disminuir la intensidad que circula por el conductor puede conseguirse aumentando la diferencia de potencial en las líneas de conducción ya que la potencia que transporta una corriente eléctrica es:  $P = V \cdot I$ , de modo que para cierto valor de potencia cuanto mayor sea la tensión  $V$  más pequeña será la intensidad consiguiéndose una disminución de la potencia disipada.

El hecho de disminuir la intensidad obliga a realizar el transporte de corriente a un potencial muy elevado. Una vez en el lugar de consumo se reduce la tensión hasta alcanzar valores normales que no resulten peligrosos.

### **2.2.2. Tipos de compensación reactiva según su ubicación en el sistema**

Se ha reconocido desde hace mucho tiempo que se puede incrementar la potencia a transmitir en estado estable y que se puede controlar el perfil de voltaje a lo largo de la línea de transmisión con una compensación adecuada de la potencia reactiva. El propósito de esta compensación es cambiar las características eléctricas naturales de la línea de transmisión. Por lo que, reactores conectados en derivación (fijos o conectados mecánicamente), se aplican para minimizar la sobretensión en la línea bajo condiciones de baja carga. De la misma forma, se aplican capacitores en derivación; fijos o conectados mecánicamente para elevar el voltaje bajo condiciones de incremento de la demanda.

En el caso de líneas de transmisión largas la compensación capacitiva en serie se emplea para acortar la línea al reducir su reactancia inductiva (X), y por lo tanto, su longitud eléctrica. En algunas configuraciones con múltiples líneas puede suceder que el ángulo impuesto en forma natural en alguna línea en particular sea inadecuado para la transferencia de potencia programada para dicha línea. En este caso, se puede emplear un regulador de ángulo de fase para controlar el ángulo de esta línea en forma independiente del ángulo establecido por la transmisión.

#### 2.2.2.1. Compensación virtual-Zo

Se usan para conseguir un perfil de voltaje plano modificando la impedancia característica Zo por un valor Zo'. Zo a la frecuencia fundamental se puede escribir como  $\sqrt{XlXc}$ , implicando que si se modifican las reactancias en serie o derivación Xl o Xc (a través de la conexión de reactores o condensadores), se puede hacer que la línea tenga una impedancia característica virtual Zo' y una carga natural virtual Po' como:

$$P_{o'} = \frac{V_o^2}{Z_{o'}} = P$$

Donde:

P: Potencia activa transmitida.

Vo: Voltaje especificado de la línea.

### **2.2.2.2. Compensación virtual ( $\theta$ ) o compensación de en la línea**

Una vez que se compensa la línea de forma tal, que satisfaga la ecuación  $Po'$  y lograr un perfil de voltaje plano por medio de  $Zo$ , se tiene que mejorar la estabilidad. Esto se hace reduciendo el valor efectivo de  $\theta$  (ya que los parámetros de la línea  $Zo$  y  $\theta$  afectan la estabilidad a través de su influencia sobre el ángulo de la transmisión), cuya reducción se desarrolla aplicando condensadores en serie reduciendo  $Xl$ , y por ende, reducir a la frecuencia fundamental. Se le denomina Compensación de Longitud o Compensación  $\theta$ .

$$\theta = \beta a = \sqrt{\frac{Xl}{Xc}}$$

Estas compensaciones han sido desarrolladas sobre las bases de la impedancia característica y por seccionamiento.

#### **2.2.2.2.1 Compensación de impedancia característica**

Utiliza elementos pasivos los cuales se conectan o desconectan de la línea sin la posibilidad de un control de variación continua, éstos incluye reactores en derivación que compensan los efectos de la capacitancia distribuida de la línea. Incluye condensadores en serie los cuales compensan la longitud de la línea y se incluye condensadores en derivación compensando la capacitancia natural de la línea bajo fuertes cargas. Los compensadores pasivos aumentan la impedancia característica virtual  $Zo'$  y reducen la carga natural  $Po'$ .



#### **2.2.2.2. Compensación por seccionamiento**

Dispone de elementos activos conectados en derivación (paralelo), los cuales tienen como objetivo el control del voltaje en los extremos en un punto o puntos intermedios de la línea por medio de la generación o absorción de la potencia reactiva. Son capaces de una derivación continua y una respuesta rápida.

Este tipo de compensación si el voltaje es constante se puede hacer estudios por secciones (en cada punto donde se controla el voltaje). El control depende de los sistemas basados en condensadores controlados por tiristores o un control como el de los reactores saturados. Todos los compensadores activos pueden actuar como pasivos excepto el tipo reactor saturado.

Los límites de operación lo fija el enlace más débil que es generalmente la sección más larga. Dado que los parámetros de la línea son distribuidos la compensación también debería ser distribuida lo cual no es factible por lo que, se colocan elementos concentrados en los puntos medios y extremos de la línea con el objetivo de sacar el mejor provecho.

#### **2.2.2.3. Compensación fija uniformemente distribuida**

A pesar de la naturaleza concentrada de sus parámetros es útil deducir ciertas relaciones en el caso ideal de la compensación distribuida en forma uniforme, debido a que estas relaciones son independientes de las características de cualquier tipo de compensador. También ayudan a determinar el tipo de compensación requerida.

En este tipo de compensación los parámetros modificados en la línea son la Impedancia virtual  $Z_o'$ ,  $\theta$  y  $P_o$ .

La impedancia característica de la línea no compensada se puede escribir como:

$$Z_o = \sqrt{\frac{l}{c}} = \sqrt{\frac{j\omega l}{j\omega c}} = \sqrt{XlXc}$$

Se puede deducir entonces que la compensación inductiva en derivación aumenta la impedancia característica virtual  $Z_o'$ , mientras la compensación capacitiva en derivación lo reduce.

En forma similar el efecto de la capacitancia distribuida uniformemente da origen a:

$$Z_o' = Z_o \sqrt{1 - Kse}$$

Los parámetros  $Ksh$  y  $Kse$  son una medida de las especificaciones de la potencia reactiva requerida en el equipo de compensación.

Combinando los efectos de la compensación en serie y en derivación, se tendrá una impedancia característica virtual de:

$$Z_o' = Z_o \sqrt{\frac{1 - kse}{1 - ksh}}$$

Cuya carga natural virtual será:

$$P_o' = P_o \sqrt{\frac{1 - ksh}{1 - kse}}$$

Y la longitud eléctrica  $\theta$  también se modifica tomando el valor virtual  $\theta'$ :

$$\theta' = \theta \sqrt{(1 - ksh)(1 - kse)}$$

#### **2.2.2.3.1. Efecto de la compensación distribuida sobre potencia reactiva en una línea con carga**

La potencia reactiva  $Q_s$  en una línea sin carga la cual es absorbida por las terminales de los generadores sincros es mediante:

$$Q_s = - P_o' \tan \theta'$$

Si la línea es lo suficientemente larga se puede justificar la compensación en serie. Primer lugar si la potencia reactiva requerida en los terminales del generador sincros sin carga es excesiva. Por otra parte, la tendencia de estos generadores a operar en forma subexcitada degrada la estabilidad la cual se intenta mejorar por medio de capacitores por lo que este problema puede ser resuelto mediante la compensación en derivación adicional.

#### **2.2.2.3.2. Efecto de la compensación distribuida sobre la potencia máxima**

Para que se de este tipo de compensación se debe de cumplir con dos objetivos:

- Producir un alto nivel de potencia ( $P_o$ ), para el cual el perfil de voltaje sea plano lo que se logra con condensadores en serie y/o compensación en derivación capacitiva.

- Obtener un valor pequeño de  $\theta'$  para asegurar una transmisión estable y que  $P$  no esté cerca del límite de estabilidad de estado permanente, esto se puede lograr con condensadores en serie y/o compensación en derivación inductiva.

Para lograr ambos objetivos se usa solamente la compensación capacitiva aunque no todos los sistemas de transmisión que se compensan lo requieran. La potencia máxima o el límite de estabilidad de estado estable no son afectados por la compensación reactiva en derivación adicional pero la carga natural virtual. Si se reduce apreciablemente así como también, la longitud eléctrica. Lo ideal, es compensar la línea en forma tal que la carga real sea igual a la carga natural virtual  $P_o'$ .

#### **2.2.2.4. Compensación en derivación o paralelo**

El objetivo de la compensación en derivación en un sistema de transmisión es incrementar la potencia transmitida. Ello requiere mejorar las características de transmisión de estado permanente y la estabilidad del sistema. La compensación Var es usada para la regulación de voltaje en el punto medio o intermedio dividiendo la línea de transmisión y para prevenir la inestabilidad del voltaje en el extremo de una línea radial. También para controlar el voltaje dinámico incrementando la estabilidad transitoria y la amortiguación de las oscilaciones de potencia.

#### 2.2.2.4.1. Regulación de voltaje en el punto medio para la segmentación de una línea

Considerando el modelo de transmisión de dos generadores en el cual se conecta un compensador Var es ideal en el punto medio de la línea de transmisión. Por motivos de simplicidad la línea es representada mediante una inductancia serie.

El compensador se representa por medio de una fuente de voltaje sinusoidal en CA (a la frecuencia fundamental), en fase con el voltaje en el punto medio  $V_m$  y con amplitudes idénticas en los voltajes de los extremos emisor y receptor ( $V_m = V_s = V_r = V$ ).

El efecto del compensador en el punto medio es dividir la línea de transmisión en dos secciones independientes: el primer segmento con una impedancia de  $X/2$ , que lleva la potencia desde el extremo emisor hasta el punto medio y el segundo segmento también con una impedancia de  $X/2$  que transporta potencia desde el punto medio al extremo receptor. Nótese, que el compensador Var en el punto medio sólo intercambia potencia reactiva con la línea de transmisión en este proceso.

Asumiendo un sistema sin pérdidas donde la potencia activa es la misma en cada punto de la línea (extremo emisor, punto medio y extremo receptor).

Donde la potencia transmitida es:

$$P = VI \cos \frac{\delta}{4} = 2 \frac{V^2}{X} \text{Sen} \frac{\delta}{2}$$

Y similarmente

$$Q = VI \operatorname{Sen} \frac{\delta}{4} = \frac{4V^2}{X} \left( 1 - \operatorname{Cos} \frac{\delta}{2} \right)$$

Es evidente, que para el sistema de una sola línea la mejor ubicación para el compensador es el punto medio, debido a que las bajas de voltaje a lo largo de la línea de transmisión no compensada son mayores en este punto. La compensación en el punto medio descompone la línea de transmisión en dos segmentos iguales para cada uno de los cuales la potencia máxima que se puede transmitir es la misma. Para segmentos desiguales la potencia que se puede transmitir del segmento más largo determinaría el límite de transmisión global.

Este concepto se puede expandir hasta el uso de compensadores múltiples ubicados a segmentos equidistantes de la línea de transmisión. La potencia que se puede transmitir al duplicarse los segmentos para la longitud global de la línea; es más con el incremento del número de segmentos la variación del voltaje a lo largo de la línea disminuye rápidamente acercándose al caso ideal con un perfil de voltaje constante.

Es importante resaltar que el límite de estabilidad del voltaje disminuye con las cargas inductivas y se incrementa con las cargas capacitivas.

#### **2.2.2.4.2. Mejoras en la estabilidad transitoria**

La compensación reactiva en derivación incrementa en forma significativa la potencia máxima que se puede transmitir. La efectividad de esta compensación sobre la estabilidad transitoria se puede evaluar mediante el criterio de las áreas iguales.

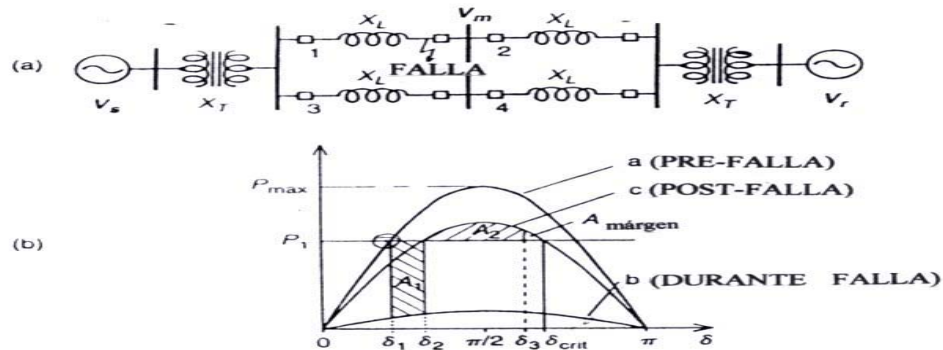
Este criterio se explica haciendo uso de un sistema de dos generadores (el extremo receptor es una barra infinita), con dos líneas como el mostrado en la figura 21(a).

Asumiendo que el sistema completo se caracteriza por  $P$  vs  $\delta$ , curva "a" y opera en un ángulo  $\delta_1$  para transmitir una potencia  $P_1$ , al producirse una falla en un segmento de la línea "1".

Durante la falla el sistema se caracteriza por  $P$  vs  $\delta$ , curva "b", durante este período la potencia transmitida disminuye significativamente, mientras la potencia mecánica de entrada del generador en el extremo emisor se mantiene substancialmente constante para corresponder a  $P_1$ .

Como resultado, el generador se acelera y el ángulo de transmisión se incrementa desde  $\delta_1$  hasta  $\delta_2$  en el cual los interruptores de protección desconectan la falla en el segmento de la línea "1" y el generador del extremo emisor absorbe potencia de aceleración, representada por medio del área "A1". Después de la falla ya sin el segmento de la línea "1", el sistema degradado se caracteriza por  $P$  vs  $\delta$ , curva "c". En el ángulo  $\delta_2$  sobre la curva "c" la potencia transmitida excede la potencia mecánica de entrada  $P_1$  y el generador del extremo emisor comienza a desacelerar no obstante, el ángulo  $\delta$  se incrementa debido a la energía cinética almacenada en la máquina.

Figura 21. Ilustración del criterio de áreas iguales para la estabilidad transitoria



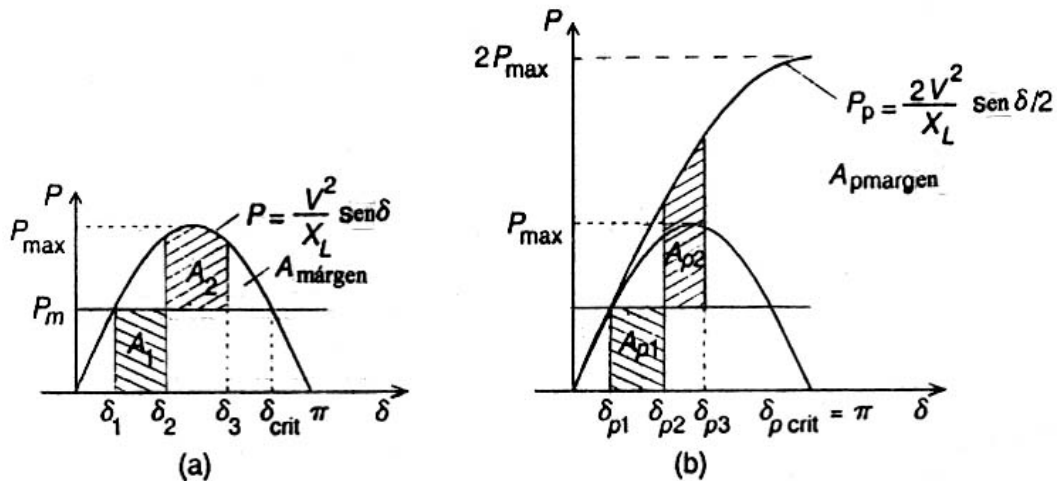
Fuente: Nilda S. Gallardo, Sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna.

El ángulo máximo alcanzado en  $\delta_3$ , donde la potencia de desaceleración es representada por el área "A2", se hace igual a la potencia de aceleración representada por el área "A1". El límite de estabilidad transitoria es alcanzado en  $\delta_3 = \delta_{crit}$  más allá del cual la potencia de desaceleración no equilibraría la potencia de aceleración y la sincronización entre el emisor y el extremo receptor no se podría restaurar. El área entre  $\delta_3$  y  $\delta_{crit}$  representa el margen de estabilidad transitoria del sistema.

Durante la falla la potencia transmitida (del sistema de una sola línea considerado), se hace cero mientras que la potencia de entrada mecánica ( $P_m$ ), a los generadores se mantiene constante. Por esta razón, cuando desaparece la falla el generador del extremo emisor se acelera desde los ángulos de estado constante  $\delta_1$  y  $\delta_{p1}$  hasta los ángulos  $\delta_2$  y  $\delta_{p2}$ .



Figura 22. (a). Criterio de áreas iguales para ilustrar el margen de estabilidad transitoria sin compensacion (b). Con compensador en el punto medio



Fuente: Nilda S. Gallardo, Sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna.

Las áreas entre las curvas  $P$  contra  $\delta$  y la línea constante  $P_m$ , sobre los intervalos definidos por los ángulos  $\delta_3$  y  $\delta_{crit}$  y  $\delta_{p3}$  y  $\delta_{p \text{ crit}}$ , determinan el margen de estabilidad transitoria. Esto es, la potencia de desaceleración no usada y todavía disponible representada por medio de las áreas  $A_{\text{margen}}$  y  $A_{p \text{ margen}}$ .

La comparación de las figuras 22(a) y (b) muestran que se puede proveer un incremento substancial en el margen de la estabilidad transitoria en el punto medio de la compensación ideal (ideal significa una amplitud de voltaje constante en el punto medio), con una salida reactiva no constreñida mediante la segmentación efectiva de la línea de transmisión. Alternativamente, si el sistema no compensado tiene suficiente margen de estabilidad transitoria, la compensación en derivación puede aumentar considerablemente la potencia que se puede transmitir sin disminuir este margen.

El criterio de áreas iguales hace una clara distinción entre un sistema de potencia " pre-falla" y "post-falla". Es importante resaltar que desde el punto de estabilidad transitoria, el sistema post-falla es lo que cuenta.

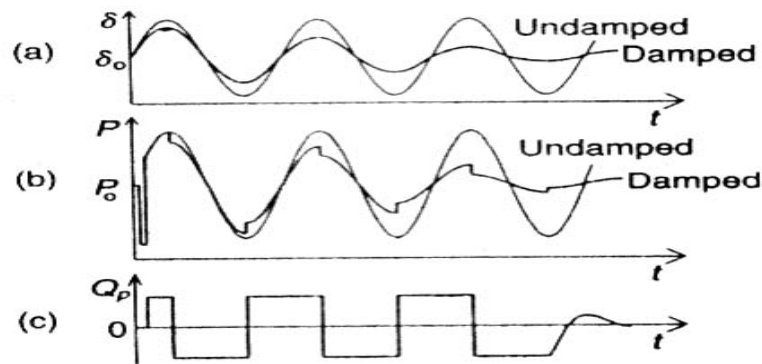
#### **2.2.2.4.3. Amortiguación de las oscilaciones de potencia**

En un sistema de potencia sub-amortiguado cualquier perturbación menor puede hacer que el ángulo en una máquina oscile alrededor de su valor de estado permanente a la frecuencia natural del sistema electromecánico total. Por supuesto, las oscilaciones del ángulo producen una oscilación de potencia alrededor de la potencia transmitida en estado permanente. La falta de amortiguación, puede ser un problema en algunos sistemas de potencia y un factor limitante para la potencia que se desea transmitir.

Dado que las oscilaciones de potencia son un evento dinámico sostenido es necesario variar la compensación en derivación y el voltaje (en el punto medio), de la línea de transmisión, para contrarrestar los giros de la desaceleración y aceleración de la(s) máquina(s) perturbada.

Esto es, cuando el generador oscilante rotacionalmente se acelera y el ángulo  $\delta$  aumenta ( $d\delta/dt > 0$ ), la potencia eléctrica transmitida se debe aumentar para compensar con respecto a la potencia mecánica de entrada en exceso. Inversamente, cuando el generador se desacelera y disminuye el ángulo  $\delta$  ( $d\delta/dt < 0$ ), se debe disminuir la potencia eléctrica para equilibrar la potencia mecánica de entrada insuficiente. (La potencia mecánica de entrada se supone que es esencialmente constante en el marco de tiempo de un ciclo de oscilación).

Figura 23. Formas de onda de las oscilaciones de potencia amortiguadas por medio la compensación reactiva en derivación, a) Ángulo generador, (b) Potencia transmitida, (c) Salida Var de un compensador en derivación



Fuente: Nilda S.Gallardo, Sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna.

En la figura 23 se ilustran formas de onda de los requerimientos de control de la salida Var y el proceso de amortiguación de oscilaciones de potencia. La figura 24(a) muestra las oscilaciones amortiguadas y no amortiguadas del ángulo  $\delta$  alrededor del valor de estado constante.

Las formas de onda en la figura 23(b) muestran las oscilaciones amortiguadas y no amortiguadas de la potencia transmitida  $P$  alrededor del valor de estado constante  $P_0$ . (La caída momentánea de la potencia mostrada al comienzo de la forma de onda representa una perturbación que se asume al iniciar la oscilación).

#### **2.2.2.4.4. Requerimientos del compensador en derivación**

Los requerimientos funcionales de este compensador se pueden resumir de la forma siguiente.

- a. El compensador debe mantenerse en una operación sincrónica con el sistema CA en la barra compensada bajo todas las condiciones de operación, incluyendo perturbaciones mayores.
- b. Debe poder regular el voltaje en la barra para apoyar el voltaje y la estabilidad transitoria mejorada o controlarlo con respecto a las amortiguaciones de las oscilaciones de potencia y la estabilidad transitoria según lo requieran las condiciones del sistema.
- c. En una línea de transmisión que conecta dos sistemas la mejor ubicación del compensador Var es el punto medio mientras que para una alimentación radial a una carga la mejor ubicación está en el extremo de la carga.

#### **2.2.2.5. Compensación en serie**

En la sección anterior se mostró cómo la compensación en derivación es efectiva para mantener el perfil de voltaje deseado a lo largo de la línea de transmisión que interconecta dos barras del sistema de CA y como provee el apoyo al voltaje en el extremo de una línea radial. También, se estableció un ángulo lo suficientemente grande entre los voltajes de los extremos pero, aún así, este tipo de compensación no es efectivo para controlar la potencia activa transmitida determinada por medio de la impedancia en serie (a un voltaje definido), y el ángulo entre los voltajes en los extremos de la línea.

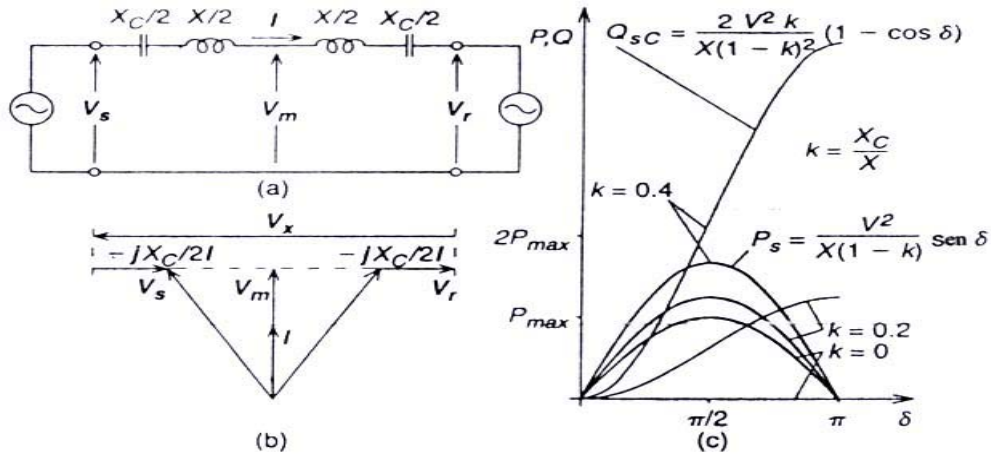
La potencia transmitida en CA sobre líneas largas es limitada principalmente por la impedancia reactiva en serie de la línea. La compensación capacitiva en serie se introdujo para cancelar una porción de la impedancia reactiva de la línea y así, incrementar la potencia transmitida. La compensación en serie ha sido altamente efectiva para controlar tanto el flujo de potencia en la línea como para mejorar la estabilidad.

El enfoque básico de este tipo de compensación consiste en proveer la base necesaria para el tratamiento de los compensadores basados en electrónica de potencia.

La compensación reactiva en serie disminuye la impedancia de transmisión efectiva en serie desde el extremo emisor al extremo receptor se caracteriza la potencia transmitida sobre una sola línea.

Se considera para su estudio el modelo de dos máquinas simples con una línea compensada la cual se asume compuesta de dos segmentos idénticos tal como se ilustra en la figura 24(a). Los fasores de voltaje y de corriente son mostrados en la figura 24(b). Los voltajes en los extremos son los mismos y la magnitud del voltaje total en la inductancia serie de la línea es  $V_x = 2V_X/2$ , se incrementa mediante la magnitud del voltaje opuesto  $V_c$ , desarrollado a través del capacitor en serie debido al aumento de la corriente en la línea.

Figura 24. **Compensación capacitiva serie con un sistema de potencia de dos generadores**

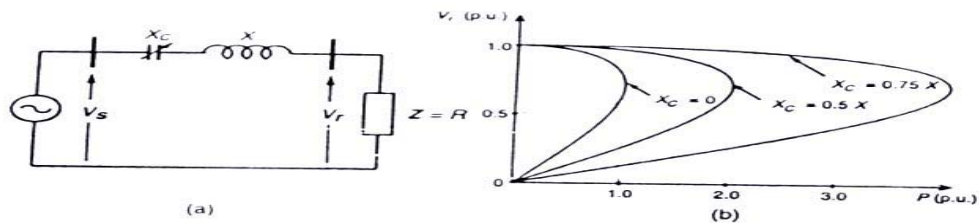


Fuente: Nilda S. Gallardo, Sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna.

### 2.2.2.5.1. Estabilidad del voltaje

La variación del voltaje en el extremo receptor y el colapso de voltaje se pueden minimizar con la compensación capacitiva en serie. La figura 25(a) muestra un sistema radial simple con una reactancia  $X$  en la línea una reactancia de compensación  $X_c$  y una impedancia de carga  $Z$ , así como también el gráfico del voltaje normalizado de  $V_r$  contra la potencia  $P$ .

Figura 25. **Compensación capacitiva serie en función de la potencia transmitida y límite de estabilidad de voltaje en una línea de transmisión**



Fuente: Nilda S. Gallardo, Sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna.

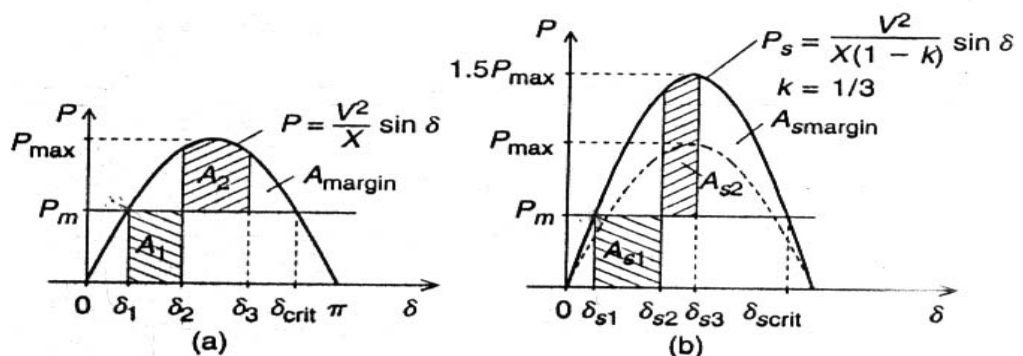
En la figura 25(b) se representa la inestabilidad del voltaje (observando el "punto nariz"), para un nivel de compensación específico. La compensación en serie se hace cancelando una porción de la reactancia en la línea y proveyendo una fuente de voltaje a la carga.

#### 2.2.2.5.2. Mejoras en la estabilidad transitoria

Este tipo de compensación posee una gran capacidad para el control de la potencia transmitida que se puede utilizar en forma mucho más efectiva para incrementar el límite de estabilidad transitoria y amortiguar las oscilaciones de potencia. Para evaluar el incremento relativo del margen de estabilidad transitoria se hace a través del criterio de áreas iguales (será explicado en detalle en secciones posteriores).

Utilizando el sistema de la figura 24(a) con y sin compensación capacitiva en serie el cual transmite una potencia mecánica  $P_m$  y también se asume que tanto los sistemas compensados como los no compensados están expuestos a la misma falla por el mismo periodo de tiempo. La conducta dinámica de estos sistemas se ilustra en las figuras 26(a) y (b).

Figura 26. Criterios de áreas iguales para el margen de estabilidad transitoria en un sistema de dos generadores a) Sin compensación, b) Con un capacitor en serie



Fuente: Nilda S. Gallardo, Sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna.

Antes de la falla ambos sistemas transmiten una potencia  $P_m$  (potencia mecánica de entrada), a los ángulos  $\delta_1$  y  $\delta_{s1}$ . Durante la falla la potencia transmitida se hace cero mientras que la potencia mecánica  $P_m$  de entrada de los generadores se mantiene constante. Por esta razón, el generador del extremo emisor se acelera con unos ángulos de estado permanente desde  $\delta_1$  y  $\delta_{s1}$  hasta  $\delta_2$  y  $\delta_{s2}$ . No obstante, la energía cinética acumulada se incrementa hasta alcanzar un equilibrio entre la potencia de aceleración y desaceleración representada por las áreas  $A_1$ ,  $A_{s1}$  y  $A_2$ ,  $A_{s2}$  a los giros angulares máximos  $\delta_3$  y  $\delta_{s3}$  respectivamente.

Las áreas entre la curva  $P$  vs  $\delta$ , y la línea constante  $P_m$  sobre los intervalos definidos mediante los ángulos  $\delta_3$ ,  $\delta_{crit}$  y  $\delta_{s3}$ ,  $\delta_{scrit}$ , determinan el margen de estabilidad transitoria representado por las áreas  $A_{margin}$  y  $A_{smargin}$ .



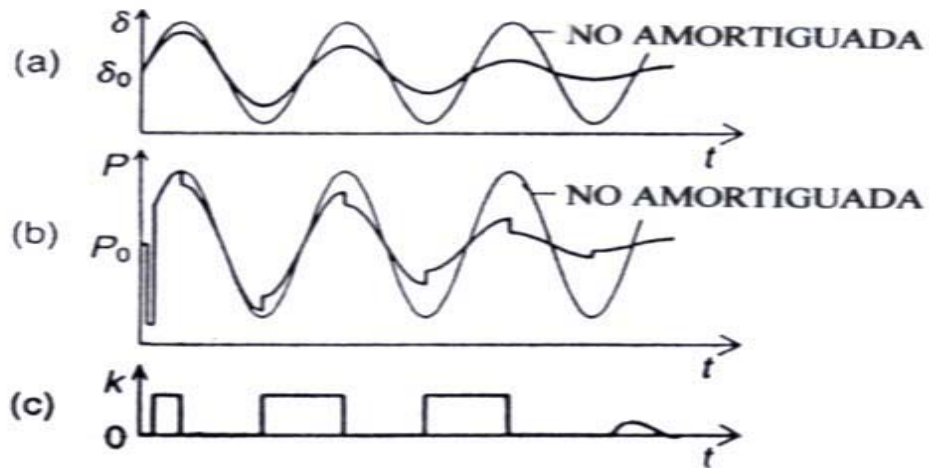
En ambas figuras 26(a) y (b) se muestra un incremento significativo en el margen de la estabilidad transitoria mediante la cancelación parcial de la impedancia en serie de la línea de transmisión este aumento es proporcional al grado de compensación en serie. Teóricamente, si la compensación llega al 100% el incremento para una línea reactiva sería ilimitado pero en la práctica no excede el 75% debido a muchas razones entre ellas: equilibrio de carga con trayectorias paralelas corrientes de falla y las dificultades en el control del flujo de potencia. A menudo la compensación está limitada a menos del 30% debido a las perturbaciones subsíncronas.

#### **2.2.2.5.3. Amortiguación de las oscilaciones de potencia**

La compensación en serie controlada se puede aplicar para amortiguar las oscilaciones de potencia (mencionadas en la sección), la cual es aplicada con el fin de contrarrestar los giros aceleradores y desaceleradores de las máquinas perturbadas. Esto es, cuando el generador se acelera oscilando rotacionalmente y se aumenta el ángulo  $\delta$  ( $d\delta/dt > 0$ ), la potencia eléctrica transmitida se debe aumentar para compensar el exceso de potencia mecánica de entrada e inversamente cuando el generador se desacelera y se disminuye el ángulo  $\delta$  ( $d\delta/dt < 0$ ), la potencia eléctrica se debe disminuir para equilibrar la potencia mecánica de entrada cuando esta es insuficiente.

En la figura 27 para un caso hipotético ilustrativo se muestra la variación requerida del grado de compensación en serie contra la variación del ángulo  $\delta$  y la potencia transmitida (P), contra el tiempo (t), de un sistema oscilante sub-amortiguado.

Figura 27. (a) Formas de onda de las oscilaciones de potencia amortiguadas mediante compensación en serie controlada (b) Ángulo generador, (c) Grado de compensación serie



Fuente: Nilda S. Gallardo, Sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna.

En la figura 27 (a) se pueden observar las oscilaciones amortiguadas y no amortiguadas del ángulo  $\delta$  alrededor del valor del estado constante  $\delta_0$ . Así como las oscilaciones amortiguadas y no amortiguadas de la potencia eléctrica P alrededor del valor de estado constante  $P_0$ , en la figura 27 (b) después de la falla (caída súbita en P), que inicio la oscilación. La forma de onda en la figura 27 (c) muestra la variación del grado de compensación en serie (K) donde se puede observar que:

Para un  $k$  máximo, la impedancia efectiva de la línea es mínima (o alternativamente el voltaje a través de la impedancia de la línea es máximo), y en consecuencia la potencia eléctrica transmitida sobre la línea es máxima.

Cuando **K** es cero la impedancia efectiva de la línea es máxima (o alternativamente el voltaje a través de la impedancia de la línea es mínimo) y la potencia transmitida es mínima. En general, K es controlado de forma que la salida del compensador en serie varíe entre los valores máximos y mínimos. Este tipo de control es el más efectivo para amortiguar las oscilaciones.

#### **2.2.2.5.4. Amortiguación de las oscilaciones sub-sincronicas**

La compensación capacitiva en serie puede producir oscilaciones sostenidas por debajo de la frecuencia fundamental del sistema fenómeno denominado como resonancia subsincrónica (SSR), el cual se puede describir de la forma siguiente.

Un circuito resonante en serie, es un condensador en serie con la inductancia total del circuito de la línea de transmisión (incluyendo las inductancias de fuga del transformador y del generador), a la frecuencia natural  $f_e$ :

$$f_e = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} = f\sqrt{\frac{X_c}{X}}$$

Siendo

$X_c$ : Reactancia del condensador en serie.

$X$ : Reactancia total de la línea a la frecuencia fundamental  $f$  del sistema de potencia.

Dado que el grado de compensación en serie  $K = X_c/X$  está en el rango de (25% a 75%) la frecuencia eléctrica resonante “fe” es menor que la frecuencia f, esto es que “fe” es la frecuencia sub-armónica. Si el circuito eléctrico oscila (por las perturbaciones de la red), la corriente de la línea produce un campo sub-armónico en la máquina el cual gira contrario al campo principal, produciendo un torque en el rotor a una frecuencia (f-fe). Si ésta diferencia de frecuencia coincide con una de las resonancias torsionales del conjunto generador-turbina se producen oscilaciones del momento de torsión mecánico y a su vez la resonancia eléctrica (e inversamente, una oscilación que con la condición de resonancia subsincrónica, se reforzará por la respuesta de la red eléctrica).

Con el fin de aprovechar las capacidades de la compensación capacitiva como requerimiento mínimo el compensador en serie no interviene hasta mitigar esta resonancia por lo que, los compensadores que se basan en la electrónica de potencia pueden satisfacer estos requerimientos.

#### **2.2.2.5.5. Requerimientos funcionales**

Este compensador en serie se aplica principalmente para:

- Resolver problemas de flujo de potencia relacionados con la longitud de la línea o la estructura de la red de transmisión;
- Minimizar las variaciones de voltaje en los extremos de las líneas radiales y prevenir los colapsos de voltaje;
- Contrarrestar los giros prevalecientes en las máquinas, mejorar la estabilidad transitoria de los sistemas en condiciones de post-falla y amortiguar las oscilaciones de potencia;

- Usar las líneas de transmisión con mayor confiabilidad sin el peligro de la resonancia subsincrónica.

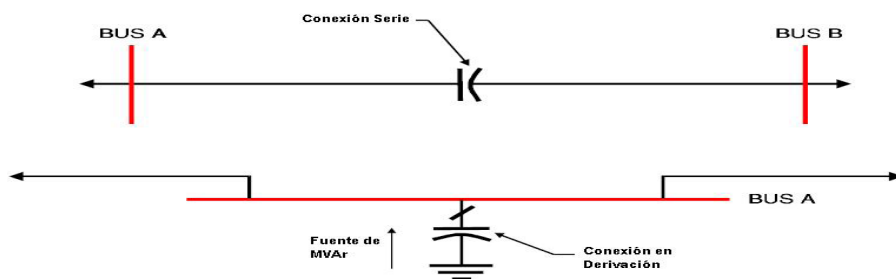
### 2.2.2.5.6. Enfoques de la compensación controlable en serie

El Compensador en serie es funcionalmente una fuente de voltaje que se conecta en serie con la línea de transmisión para controlar su corriente. Este se puede implementar como una impedancia reactiva variable o como una fuente de voltaje controlado en serie con la línea. Por lo tanto, la operación de este compensador se ve desde la perspectiva de la corriente en la línea.

### 2.2.2.6. Controlador en derivación paralelo y en serie

Tanto la compensación serie como la compensación en derivación incrementan en forma significativa la potencia máxima transmitida. Por lo que es razonable esperar que con controles rápidos y adecuados estas técnicas de compensación serán capaces de cambiar el flujo de potencia en el sistema para aumentar el límite de la estabilidad transitoria y proporcionar un afectivo amortiguamiento de las oscilaciones de potencia así como prevenir el colapso de voltaje.

Figura 28. Modelo de conexión serie y derivación



Fuente: Bucciero J y Terbruggen, *Interconnected Power System Dynamics Tutorial*.

### **2.2.3. Control y regulación de la potencia reactiva**

Normalmente es deseable compensar la potencia reactiva. Esto es bastante sencillo de lograr añadiendo una carga capacitiva adecuada en paralelo con las cargas resistivo-inductivas, de modo que la componente inductiva quede compensada. De este modo, mientras el elemento capacitivo está descargando a la red la energía que tenía almacenada el componente inductivo la está extrayendo y viceversa, porque las corrientes adelantada y retrasada fluyen en direcciones opuestas en cualquier instante en el tiempo. De esta manera, la corriente total se reduce añadiendo una carga. Esto se denomina compensación en paralelo.

Para hacerlo adecuadamente es necesario saber cuanta carga inductiva hay en la instalación, de otro modo se podría producir una sobrecompensación.

En ese caso la instalación se convertiría en una carga resistivocapacitiva que en casos extremos podría ser peor que no tener ninguna compensación en absoluto. Si la carga más exactamente su componente inductivo varía sería necesario utilizar entonces un compensador variable. Normalmente esto se consigue agrupando los condensadores conectándolos y desconectándolos por grupos mediante relés. Esto naturalmente produce picos de corriente con el consiguiente desgaste de los contactos provoca riesgo de soldadura de los contactos y tensiones inducidas en líneas de datos en paralelo. Debe prestarse atención a la sincronización de la conexión.

Cuando se aplica tensión a un condensador completamente descargado en el momento en que se produce un pico de tensión de la línea el pico de corriente incidente es equivalente al de un cortocircuito. Todavía peor sería conectarlo un tiempo muy corto después de la desconexión ya que el condensador puede estar cargado casi por completo con la polaridad inversa lo que provocaría un pico de corriente incidente de casi el doble que el pico de corriente de cortocircuito de la instalación.

Si en el mismo sistema operan muchos conmutadores de alimentación en carga un condensador de compensación cargado reconectado a la fuente de suministro, puede alimentar directamente un gran número de condensadores de amortiguamiento descargados más o menos directamente de capacitancia a capacitancia sin apenas ninguna impedancia entre si. El pico de corriente resultante es extremadamente breve pero extremadamente elevado mucho mayor que el de un cortocircuito.

Existen muchos informes sobre fallos de dispositivos especialmente de los contactos de los relés que controlan los grupos de condensadores debidos a breves interrupciones en la red eléctrica que se producen automáticamente por ejemplo por disyuntores de reconexión automática para extinguir un arco eléctrico en una línea aérea de transporte de electricidad de alta o media tensión.

A menudo se sugiere que este doblado del valor de pico no puede presentarse con condensadores equipados con resistencias de descarga. Si en el instante de la reconexión del condensador a la tensión de la línea la tensión residual del condensador es igual a la tensión de alimentación no se produce ningún pico de corriente.

En el momento de la conexión despreciando la inductancia del sistema la corriente se elevaría inmediatamente a este valor y no sucedería nada que no hubiese sucedido en cualquier caso en el estado estacionario. Pero un sistema real no está libre de inductancia por lo que la corriente sólo tomará este valor poco a poco al principio para elevarse rápidamente después y de nuevo debido a la inductancia (su inercia), dispararse más allá del valor objetivo hasta alcanzar casi el doble del valor esperado. Después desciende de nuevo y así sucesivamente y por lo tanto pasa por un breve período de oscilación que puede llegar a atenuarse hasta cero dentro del primer ciclo de la red de alimentación tras la conexión.

La frecuencia de esta oscilación puede ser bastante elevada ya que la inductancia de la red principal es baja y puede producir interferencias en los equipos de la instalación. Sólo si la tensión instantánea de la línea y la residual del condensador están ambas en sus picos positivos o negativos momento en que la corriente instantánea sería cero en cualquier caso la corriente resistivo-inductiva comenzará sin oscilación.

Se deben satisfacer dos condiciones. En primer lugar que la suma de las tensiones a través de la capacitancia y su reactancia en serie (sean parásitas o debidas a una desintonización intencionada), debe ser igual a la tensión de la línea.

En segundo lugar la corriente instantánea prevista suponiendo que la conexión ya haya tenido lugar mucho antes, debe ser igual a la corriente real que naturalmente es cero hasta el instante de la conexión. Esta segunda condición sólo se cumple en el valor de la tensión de pico de la línea que por lo tanto debe ser igual a la tensión del condensador.



Para conseguirlo el condensador se habrá precargado desde una fuente de alimentación suplementaria.

Este procedimiento tiene la pequeña ventaja secundaria de que asegura que siempre haya la máxima cantidad posible de energía almacenada en el condensador mientras no está en uso, de modo que en el instante de la conexión puede contribuir a mitigar alguna caída rápida de tensión y la correspondiente oscilación (*flicker*), que en otro caso podría producirse.

Sin embargo, los relés son demasiado lentos y no operan con la suficiente precisión para realizar la conmutación en un determinado punto de la onda. Cuando se utilizan relés deberían adoptarse medidas adecuadas para atenuar el pico de la corriente incidente tales como la colocación de resistencias limitadoras de entrada o reactancias de desintonización.

Aunque estas reactancias en serie sustituyen el pico de corriente incidente en el momento de la conexión por un pico de tensión (sobretensión), en el momento de la desconexión se trata de un mal menor ya que la potencia reactiva nominal de la reactancia es sólo una fracción del valor nominal del condensador y por lo tanto la energía disponible es menor.

#### **2.2.4. Compensación reactiva en presencia de armónicos**

Los equipos eléctricos modernos imponen estrictas exigencias respecto a la estabilidad de la tensión y la calidad de la energía. La red de transmisión debe estar libre de armónicos y otras perturbaciones eléctricas. Si se instalan filtros de armónicos se consiguen varios beneficios:

- Mayor factor de potencia, mejor estabilidad de tensión y menores pérdidas en la red de transmisión;
- Filtrado de armónicos del sistema;
- Ausencia de problemas de resonancia y de amplificación de las perturbaciones eléctricas.

Una red de transmisión limpia impone una carga mucho menor sobre los equipos y aumenta la duración de éstos, lo que se traduce en menores costes de mantenimiento y de sustitución de equipos gastados.

Los condensadores se ven afectados por la presencia de armónicos en la red de transmisión. Dicha en forma muy sencilla las corrientes armónicas que circulan por los conductores son las principales culpables de que la tensión también sea distorsionada a lo largo de toda la red de transmisión. A su vez dicha tensión distorsionada es decir, con armónicos puede producir sobrecargas en los condensadores y en muchas ocasiones hacer que los mismos se quemen.

Esto último es particularmente grave si existe un armónico de frecuencia igual (o cercana), a la frecuencia de resonancia del sistema.

#### **2.2.4.1. Problemas que pueden causar los armónicos**

- Mayores pérdidas, por ejemplo, las máquinas funcionarán con temperaturas más altas y pueden sobrecalentarse.
- Problemas de resonancia entre las partes inductiva y capacitiva de la red de transmisión.

- Funcionamiento defectuoso de los sistemas de control, ya que los equipos de medida electrónicos, los relés, etc. están dimensionados para la frecuencia fundamental.
- Sobrecarga de los condensadores, que deriva en mal funcionamiento y envejecimiento prematuro.
- En los sistemas de control del rizado intensidades de corriente elevadas en los conductores neutros.

También en un sistema de transmisión se dan estos problemas; por ejemplo:

El efecto combinado del desbalance intrínseco del sistema saturación e interacción de armónicos entre estator-rotor en el generador saturación del transformador, núcleo magnético, configuración eléctrica (estrella aterrizada-delta), y efecto de la línea de transmisión.

## **2.3. Métodos para la compensación reactiva**

### **2.3.1. Método de compensación reactiva (reactores)**

Los reactores en derivación son el medio más económico y atractivo para compensar los excedentes de reactivos en el sistema de potencia. Estos se pueden conectar directamente a las líneas de transmisión en barras de subestaciones y en el terciario de los transformadores.

La conexión de los reactores puede ser permanente (mediante seccionadores), o desconectables (mediante interruptores). En el primer caso se tiene el inconveniente de que en cargas altas o bajo condiciones de bajos de voltajes estos degradan la cargabilidad de las líneas de transmisión.

La razón fundamental para utilizar reactores es controlar los voltajes de régimen permanente y no representan un medio idóneo para controlar sobretensiones transitorias.

Las líneas de transmisión de alta (AT), y extra alta tensión (EAT), particularmente las líneas largas generan grandes cantidades de potencia reactiva cuando operan en vacío o en condiciones de carga baja. Es decir, la capacitancia a tierra por unidad de longitud es el factor dominante en la impedancia de la línea bajo estas condiciones de operación. Puesto que la corriente capacitiva es proporcional al voltaje del sistema los volts-ampere reactivos son proporcionales al cuadrado del voltaje de la línea.

Esta energía reactiva debe ser controlada pues de lo contrario, puede provocar grandes sobretensiones en las terminales de los equipos conectados al sistema de potencia.

### **2.3.2. Método de compensación capacitiva**

Los capacitores son fuentes pasivas de potencia reactiva estos pueden ser conectados en serie o derivación Los capacitores son utilizados entonces para compensar la potencia reactiva de la red de transmisión, así los conectados en derivación (conocidos como compensación paralelo o derivación), son usados para aportar potencia reactiva al sistema, mientras que los conectados en serie (conocidos como compensación serie), son usados para reducir la impedancia equivalente entre los nodos conectados.

Estos son los métodos de la compensación capacitiva:

#### **2.3.2.1. Método de compensación paralelo (capacitores en derivación)**

Este método es fuente de MVAR y estos capacitores deben ser instalados en puntos donde operativamente existan problemas de bajos voltajes así al conectarlos al sistema el voltaje en el nodo o en los nodos próximos el nivel del voltaje aumentará.

Debido a las características expuestas los capacitores en derivación representan el medio más idóneo tanto desde un punto de vista técnico como económico, de incrementar la cargabilidad por regulación de voltaje de las redes de transmisión alimentando zonas de carga alejadas de los centros de generación. Éstos pueden incluso significar la cancelación de líneas de transmisión adicionales dentro del proceso de planificación de la red con los consiguientes ahorros económicos.

Para efectos del control y la estabilidad de voltaje este tipo de capacitores operados de manera coordinada juegan un papel muy importante ya que ayudan a que los elementos activos (generadores, FATS, SVC), operen cerca al factor de potencia unitario lo cual maximiza una reserva de potencia reactiva para condiciones de emergencia.

Sin embargo, es importante aclarar que la potencia reactiva efectivamente entregada por este método de compensación varía con el cuadrado del voltaje de la barra a la cual esta conectado. Por ejemplo, si un banco de 10 MVAR está conectado a una barra cuyo voltaje se encuentra en el 90% de su valor nominal, la potencia reactiva entregada por el capacitor será del 81% de su capacidad es decir 8.1 MVAR. Esto significa que es más efectivo conectar los capacitores antes que el voltaje llegue a valores demasiado bajos.

#### **2.3.2.2. Método de compensación serie (capacitores serie)**

Cuando existe necesidad de transmitir grandes cantidades de potencia activa (MW), a través de líneas de transmisión se deben considerar algunos factores que limitan ésta transmisión: la caída de voltaje, problemas de estabilidad y los límites térmicos. Las restricciones impuestas por dichos factores pueden ser superadas con la construcción de nuevas líneas con la transmisión a un nivel de voltaje mayor o con una alternativa de menor costo como la compensación serie de líneas de transmisión.

Compensar una línea de transmisión significa modificar sus características eléctricas, lo cual consiste en cancelar parte de la reactancia inductiva de la línea utilizando capacitores serie. Debido a esto se ha asociado tradicionalmente este tipo de compensación con líneas largas de transmisión y con el alivio de los problemas de estabilidad transitoria o de ángulo. Sin embargo, los capacitores serie también han sido aplicados en líneas cortas para mejorar las condiciones de estabilidad de voltaje.

### **2.3.2.3. Método de capacitores sincrónicos**

Un capacitor sincrónico es muy similar a un generador sincrónico con la excepción de que no es capaz de producir potencia activa. En la práctica este equipo es muy poco usado por sus elevados costos; sin embargo, algunas unidades de generación (típicamente hidráulicas), son utilizadas a menudo como capacitores.

En esencia este metodo diseñado para trabajar en vacío y con un amplio de rango de regulación. Las máquinas sincronas son susceptibles de trabajar con potencia reactiva inductiva o capacitiva, según el grado de excitación del campo. Si están sobre excitadas se comportan como capacitores. Por el contrario si estan sub excitadas se comportan como inductancias.

La potencia de un capacitor sincrónico en condiciones de sobre excitación está limitada por la temperatura. En condiciones de sub excitación la potencia queda limitada por la estabilidad de la máquina.

### **3. EQUIPOS PARA SOLVENTAR LA REGULACIÓN DE TENSIÓN EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN**

#### **3.1. Compensadores estáticos de potencia reactiva (CEV)**

En el pasado los sistemas eléctricos de potencia eran relativamente simples y diseñados para ser autónomos. Actualmente los sistemas de potencia constan de una gran cantidad de interconexiones no sólo entre compañías prestadoras de servicio eléctrico pertenecientes a un país sino también entre sistemas de diferentes países; esto obedece principalmente a cuestiones de carácter económico y de seguridad en la operación del sistema. Aunado a esto la industria eléctrica está experimentando cambios acelerados entre los cuales se ubica la reforma estructural del mercado eléctrico internacional.

Las nuevas estructuras requieren que la potencia eléctrica sea transportada a través de líneas de transmisión bien definidas; sin embargo, las redes convencionales de los sistemas de potencia no pueden prever las expectativas futuras de flexibilidad en el control de la potencia.

En los últimos años la demanda en los sistemas de potencia ha aumentado y seguirá incrementándose lo que conlleva a una serie de problemas como sobrecarga y subutilización del potencial de transmisión cuellos de botella y oscilaciones de potencia.



El costo de líneas de transmisión así como las dificultades que se presentan para su construcción, su localización, derecho de vía, etc., a menudo limitan la capacidad de transmisión lo cual ha motivado el desarrollo de nuevas tecnologías que permiten mitigar estos inconvenientes.

Los sistemas de potencia convencionales especialmente las líneas de transmisión se dice que son inflexibles debido a que ofrecen poca o nula posibilidad de control en el flujo de potencia como consecuencia de que los parámetros y la configuración de la red son fijos.

Además, la red tiene una respuesta lenta ante contingencias lo cual dificulta el control del flujo de potencia del sistema en términos de velocidad y versatilidad. Esto se debe a que los sistemas eléctricos de potencia en la actualidad están primordialmente controlados por elementos mecánicos que son lentos y requieren mantenimiento continuo debido a que sufren desgaste.

El flujo de potencia entre dos puntos a través de una línea de transmisión sin pérdidas está dado por la siguiente relación:

$$P_{ij} = V_i V_j \frac{\text{sen}(\theta_{ij})}{X_{ij}}$$

donde  $P_{ij}$  es la potencia real o activa transferida a través de la línea de transmisión que conecta los nodos  $i - j$ ,  $V_i$  y  $V_j$  corresponden a la magnitud del voltaje en los nodos  $i - j$ , respectivamente,  $\theta_{ij}$  es la diferencia angular entre los nodos terminales y  $X_{ij}$  es la reactancia de la línea de transmisión.

De esta expresión se puede observar que la potencia que fluye por una línea depende de los parámetros físicos de la red: voltaje en los extremos de la línea, reactancia de la línea y la diferencia angular entre los voltajes extremos. En sistemas de potencia convencionales el parámetro  $X_{ij}$  no es controlable; sin embargo, es posible ajustar dentro de un margen estrecho los parámetros  $V_i$ ,  $V_j$  y  $\theta_{ij}$ , para controlar el flujo de potencia.

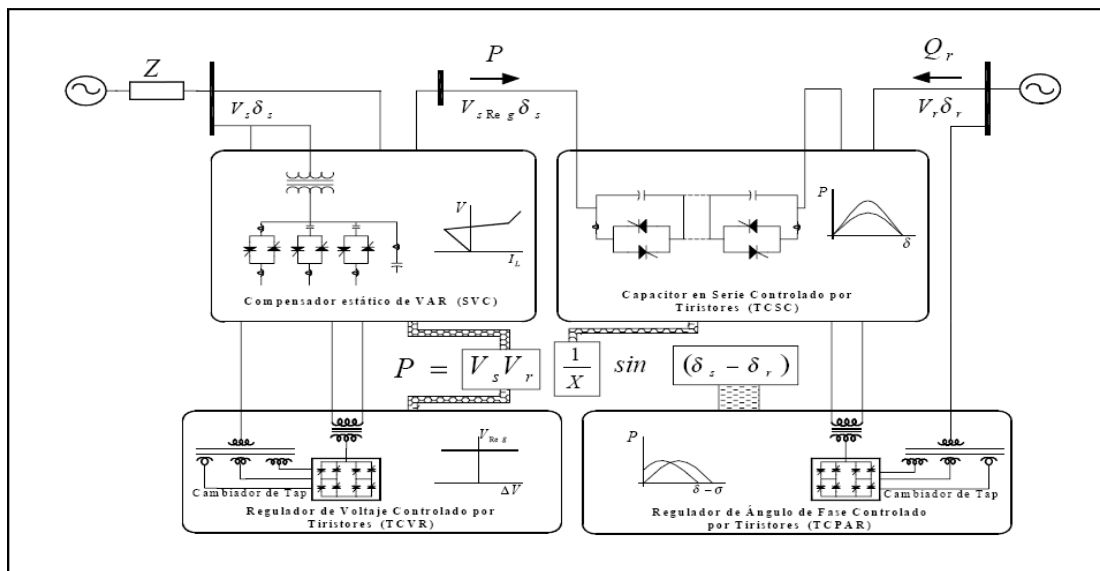
La filosofía de los compensadores estáticos de potencia reactiva va enfocado a los sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS, por sus siglas en inglés), desarrollada a finales de los años 80 es utilizar dispositivos electrónicos basados en diodos, tiristores y GTO, para modificar los parámetros descritos y con ello controlar el flujo de potencia en una línea de transmisión. Esta circunstancia permite utilizar las líneas cerca de sus límites térmicos o forzar los flujos de potencia por rutas determinadas.

Los tiristores presentan ventajas sobre los dispositivos de conmutación mecánicos como la capacidad de conmutar mucho más rápido además de poder utilizarse para redireccionar la potencia en una fracción de ciclo. Esta ventaja permite por ejemplo, amortiguar oscilaciones de potencia lo cual no puede lograrse con el empleo de controladores mecánicos. Además, los dispositivos de conmutación mecánicos tienden a desgastarse mientras que los controladores basados en tiristores pueden conmutar dos veces cada ciclo sin deteriorarse.

Debido a la rapidez en su operación estos dispositivos también pueden ser utilizados para impactar positivamente en los problemas dinámicos del sistema.

La característica principal de los controladores FACTS es la capacidad que tienen para modificar los parámetros del sistema, lo que a su vez permite controlar el flujo de potencia, figura 29:

Figura 29. Representación del efecto de los dispositivos FACTS



Fuente: Juan Ramirez, Soluciones modernas para la industria eléctrica.

- Al controlar la impedancia de la línea  $X_{ij}$  se puede regular la corriente, así como la potencia activa;
- El control del ángulo permite regular el flujo de corriente;
- Inyectar un voltaje en serie con la línea, ortogonal al flujo de corriente puede aumentar o disminuir la magnitud de ésta;
- Inyectar un voltaje en serie con la línea y con cualquier ángulo de fase, puede regular la magnitud y la fase de la corriente de línea; por lo tanto, se puede controlar la potencia real y reactiva en forma más precisa;
- La combinación del control de la impedancia de línea con un controlador en serie, y la regulación de voltaje con un controlador en derivación.

Los controladores FACTS ofrecen oportunidades sin precedentes para regular la tensión, incrementando o disminuyendo el flujo de potencia en líneas específicas respondiendo de manera casi instantánea a los problemas de estabilidad. Por esta razón se han denominado sistemas flexibles de transmisión de CA. Según el IEEE la definición de estos dispositivos es la siguiente: “Sistema de transmisión de corriente alterna que incorpora controladores estáticos y otros basados en electrónica de potencia para mejorar el control e incrementar la capacidad de transferencia de potencia.”

El concepto de FACTS es nuevo e incluye a los compensadores estáticos de VAR, los cuales han sido utilizados desde los años 70.

La tecnología de FACTS abre nuevas oportunidades en el control de la potencia y el incremento de la capacidad disponible ya que la posibilidad de controlar la tensión a través de una línea, a un costo razonable permite incrementar la capacidad de las líneas existentes; permite además operar las líneas de transmisión cerca de sus límites térmicos lo que anteriormente no era posible sin violar las restricciones de seguridad del sistema. Asimismo, el desarrollo de estos dispositivos también ha tenido repercusiones importantes en el aspecto económico de las compañías suministradoras debido al ambiente competitivo actual (desregulación).

El potencial de esta tecnología se basa en la posibilidad de controlar la ruta del flujo de potencia y la habilidad de conectar redes que no estén adecuadamente interconectadas, dando la posibilidad de comerciar energía entre agentes distantes, lo que antes era muy difícil.

### **3.1.1. Compensador estático VAR (SVC)**

#### **3.1.1.1. Descripción general**

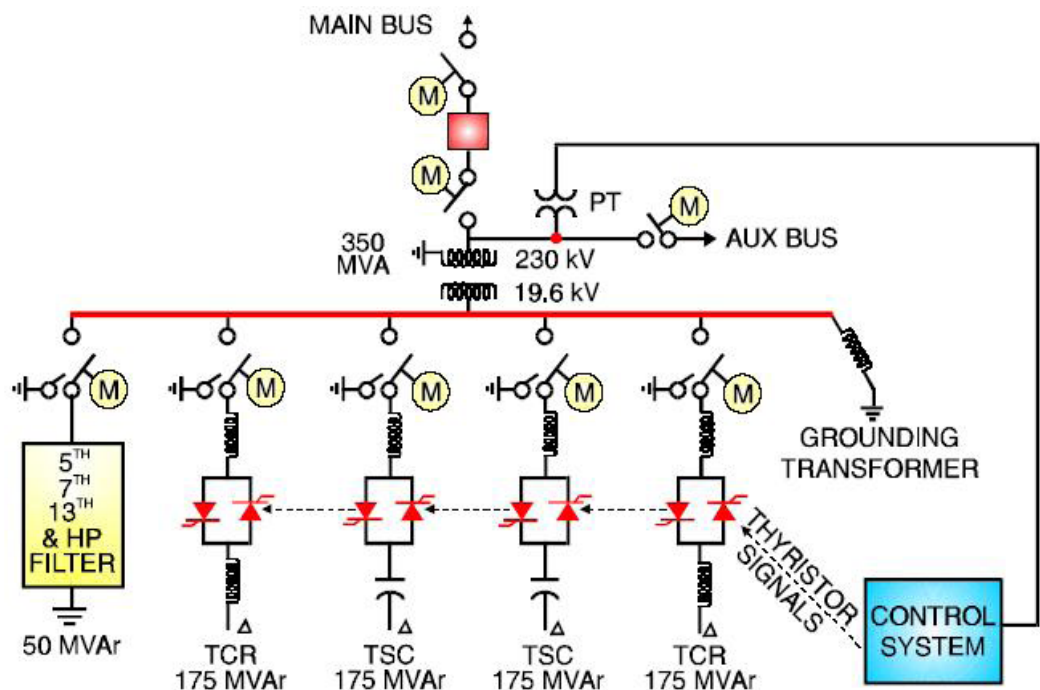
Un compensador estático Var (SVC), es un dispositivo de acción rápida de compensación de potencia reactiva en alta tensión en redes de transmisión de potencia. El compensador estático Var (SVC), es el sistema usado para incrementar la calidad de energía eléctrica y con ello conseguir beneficios. La compensación de energía reactiva a un nivel constante de voltaje más alto y un nivel de distorsión más reducido pueden tener muchas ventajas para el usuario. Con el incremento en la producción la reducción de las pérdidas de potencia totales y evitando los recargos por energía reactiva, el tiempo de amortización de un SVC normalmente se cuenta más en meses que en años.

El propósito del SVC es el de mantener un perfil adecuado de tensión en el sistema de transmisión proveer de un medio de generación o absorción de reactivos, y a la vez ampliar los límites de estabilidad del sistema de transmisión. También se puede pensar en el SVC como una alternativa para mejorar el amortiguamiento del sistema y tener una buena regulación de la tensión.

Un SVC es similar a un condensador sincrónico el cual es usado tanto para generar como para absorber potencia reactiva. Sin embargo, un SVC no contiene partes rotativas. Un SVC está compuesto por reactores y condensadores en derivación los cuales son controlados por tiristores. También incluye un regulador de voltaje y una lógica de control para el disparo de los tiristores lo que hace que sea un control rápido y continuo. Estas características de los SVC facilitan el control de la potencia reactiva ante cambios normales en el sistema y también durante disturbios.

En la figura 30 se presenta el diagrama unifilar de un SVC moderno. Nótese que hay dos condensadores y dos reactores en derivación. Un sistema de control envía señales a los tiristores de control para controlar el flujo de corriente a través de los circuitos de los condensadores y reactores. La conexión/desconexión de condensadores se realiza en forma discreta mediante el control de tiristores en los períodos 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.

Figura 30. **Compensador estático Var SVC**

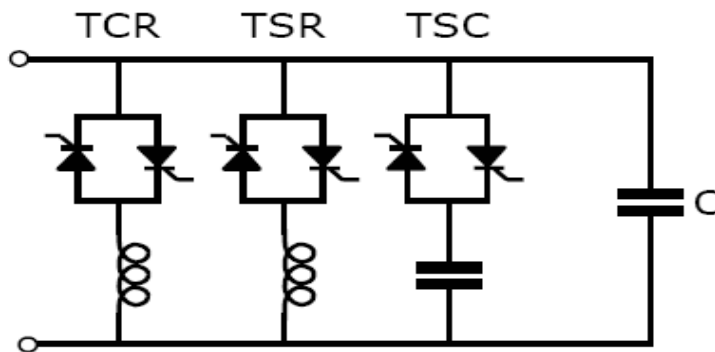


Fuente: Bucciero J y Terbruggen, *Interconnected Power System Dynamics Tutorial*.

### 3.1.1.2. Tipos de configuración

Las configuraciones características de un SVC son los condensadores conmutados por tiristores (TSC), y las bobinas conmutadas (TSR), o controladas (TCR), por tiristores, ya que estos dispositivos son los que incluyen la electrónica de potencia. En la figura 31 se muestra un esquema simplificado para un SVC donde se incluyen los principales elementos de un SVC.

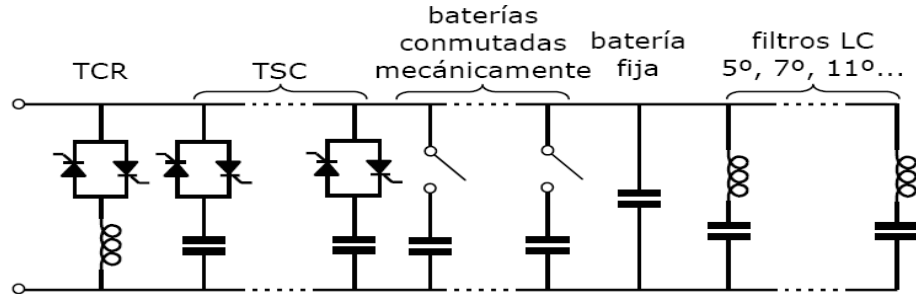
Figura 31. Esquema simplificado para un SVC



Fuente: Camilo Carrillo, Compensadores estáticos de potencia reactiva.

En general, un SVC puede estar compuesto por todos o algunos de los elementos mostrados en la figura 32 de esta forma el SVC tiene un comportamiento capacitivo o inductivo en función del estado de operación de las distintas unidades de capacidad (TSC o controladas mecánicamente), del TCR y de la dimensión de los condensadores fijos ya sea en baterías o filtros LC.

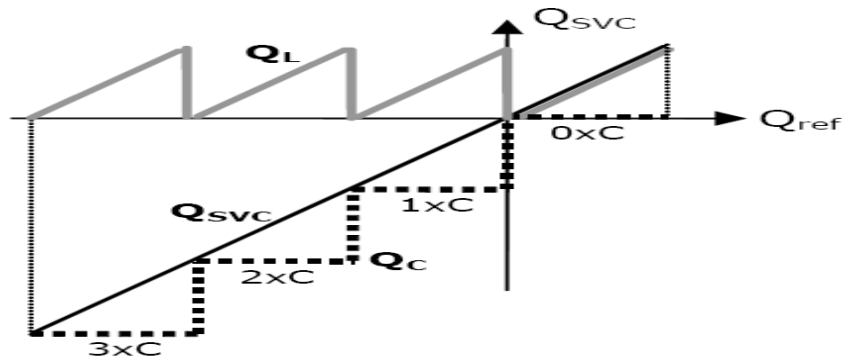
Figura 32. **Composición por fase de un SVC**



Fuente: Camilo Carrillo, Compensadores estáticos de potencia reactiva.

La utilización de unidades TSC en paralelo con el TCR permite disminuir la inductancia para el funcionamiento en el lado capacitivo ya que el TCR sólo tendría que cubrir el salto de reactiva entre dos escalones del TSC. Al reducir el tamaño del TCR también disminuirían los armónicos inyectados por éste a la red. En la figura 33 se puede ver el comportamiento de un SVC formado por TCR más TSC's en función de una potencia reactiva demandada ( $Q_{ref}$ ).

Figura 33. **Evolucion de la reactiva generada por un SVC formada por TSC+TCR**



Fuente: Carrilo Carrillo, Compensadores estáticos de potencia reactiva.

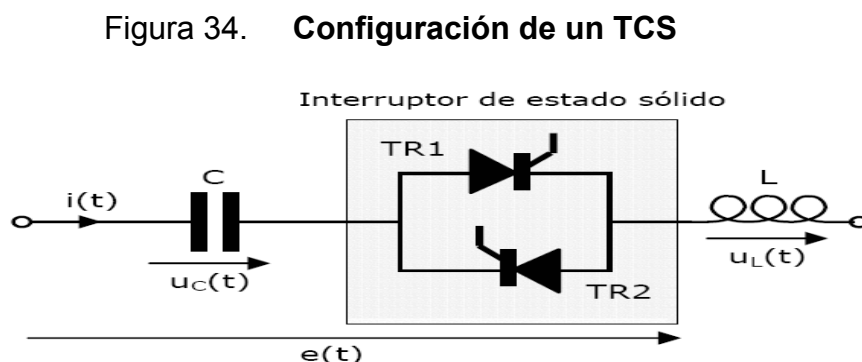


La inclusión de filtros LC, ya sea sintonizados a un determinado armónico o bien paso-bajo, sirven para evitar que parte de los armónicos generados en el TCR se transmitan a la red. Con objeto de reducir los armónicos emitidos por el SVC también se prectificador de 12 pulsos, dividiendo el SVC en dos y conectando cada parte a un transformador YY e YD.

Las baterías de condensadores o inductancias accionadas mecánicamente pueden trabajar como unidades de reactiva de reserva que entrarían en funcionamiento en aquellas condiciones más severas para el control realizado por el SVC.

### 3.1.1.2.1. Condensador conmutado por tiristores (TSC)

El esquema del condensador conmutado por tiristor o *thyristor switched capacitor* (TSC) representa la configuración más sencilla de la utilización de dispositivos electrónicos de potencia en el control de reactiva. Este elemento está formado por un interruptor de estado sólido en serie con un condensador o batería de condensadores.



Fuente: Carrillo Carrillo, Compensadores estáticos de potencia reactiva.

En la figura 34 se muestra un interruptor de estado sólido formado por dos tiristores (TR1 y TR2), en antiparalelo. De forma que para conectar el condensador (C), se disparan los dos tiristores al mismo tiempo empezando a conducir tan pronto estén polarizados positivamente. Para la desconexión se anula la señal de disparo y los tiristores se apagarán en el instante en que la corriente que los atraviesa cruce por cero.

En serie con el condensador es habitual encontrar una bobina (L), ya sea para limitar la derivada de la intensidad  $di(t)/dt$  y así proteger a los tiristores, o bien, para crear un filtro sintonizado a una determinada frecuencia.

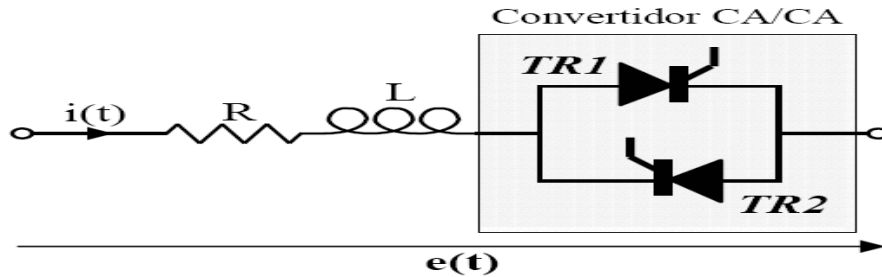
La actuación del interruptor estático es prácticamente instantánea por consiguiente, se puede elegir como instante de conexión aquel en que el valor de la tensión de alimentación provoque la menor corriente transitoria.

#### **3.1.1.2.2. Bobina controlada por tiristores (TCR)**

Otro elemento característico en los SVC es la bobina controlada por tiristores o *thyristor controlled* reactor (TCR). La principal misión de este elemento es la de conseguir una regulación continua y rápida de la potencia reactiva consumida por una bobina.

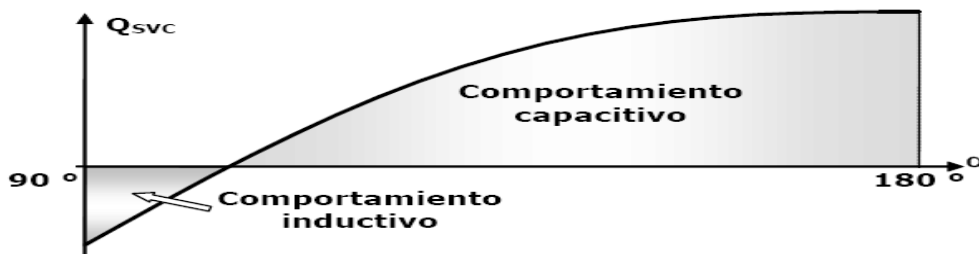
El esquema de un TCR, figura 35 está formado por una bobina (R+L), y un convertidor CA/CA compuesto por dos tiristores en antiparalelo. En este caso, a la electrónica de potencia se le aplica un control de fase de forma que se regula el valor eficaz de la corriente que circula a través de la reactancia.

Figura 35. Configuración de un TCR



Fuente: Carrillo Carrillo, Compensadores estáticos de potencia reactiva.

Figura 36. Evolución de la potencia reactiva generada por el TCR en función del ángulo de disparo  $\alpha$



Fuente: Carrillo Carrillo, Compensadores estáticos de potencia reactiva.

### 3.1.1.2.3. Bobina conmutada por tiristores (TSR)

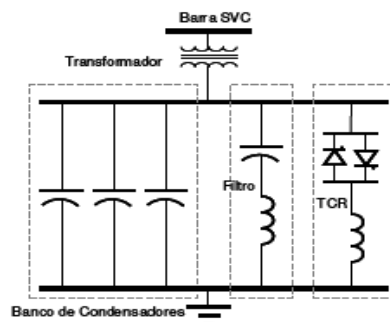
Si en vez de realizar un control de fase, los tiristores se emplean como si fuesen un interruptor estático, la configuración descrita recibe el nombre de bobina conmutada por tiristores o *thyristor switched reactor* (TSR). Para minimizar los transitorios de desconexión el instante más favorable sería cuando la tensión de alimentación alcanzase su nivel máximo o mínimo.

Otra alternativa podría ser la de utilizar los tiristores para controlar la intensidad de una batería de condensadores, no obstante, el aplicar el control de fase sobre capacidades ocasionaría fuertes corrientes de conexión que tendrían que soportar los propios tiristores además de la dificultad que esto originaría en el control.

#### 3.1.1.2.4. Capacitor fijo–reactor controlado por tiristores (FC-TCR)

Corresponde a un arreglo de condensadores (o banco de condensadores) de valor fijo en paralelo con reactores controlados por tiristores dispuestos a modo de *switch*, tal como indica la figura 37. El TCR provee un rango controlable continuo sólo en el rango inductivo de la potencia reactiva. Al conectar en paralelo el banco de condensadores fijos es posible extender este rango dinámico al lado capacitivo.

Figura 37. Configuración de un SVC tipo (FC-TCR)



Fuente: Alez Iván Meza, Compensadores estáticos de reactivos en transmisión Universidad de Chile.

Cabe notar la presencia de una rama destinada a soportar un filtro pasa altos necesario para disminuir la inyección de armónicas al sistema provenientes de la operación de los TCR.

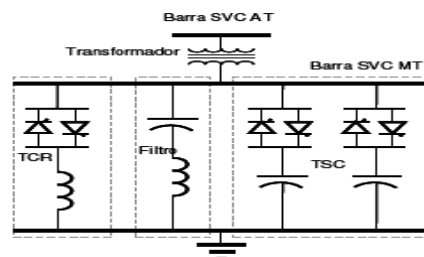
Un inconveniente de este tipo de SVC es que dado que circulan enormes corrientes dentro del circuito FC-TCR, necesarias para la cancelación de los MVARs capacitivos se producen pérdidas significativas (de 0,5 a 0,7% de la capacidad del equipo en MVA), aún en estado estacionario y sin inyección de reactivos al sistema por parte del SVC.

### 3.1.1.2.5. Condensador con switches tiristorizados reactor controlado por tiristores (TSC-TCR)

Un SVC del tipo TSC-TCR se compone generalmente de n ramas TSC y una que consta de un TCR, cuya capacidad corresponde a 1/n del total de capacidad de las ramas compensadoras capacitivas. Figura 38.

De esta forma, se tiene un rango discreto de condensadores en servicio, pero gracias al TCR es posible hacer que el rango de variación sea continuo en todo el espectro.

Figura 38. Configuración de un SVC tipo (TSC-TCR)



Fuente: Alex Iván Meza, Compensadores estáticos de reactivos en transmisión  
Universidad de Chile.

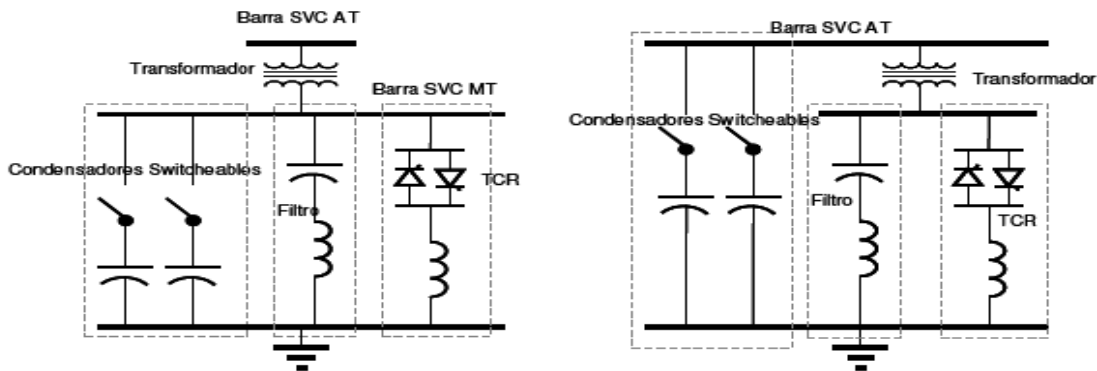
Dado que la capacidad del TCR es pequeña, la generación armónica se reduce de manera considerable; aun así, se incluye un filtro pasaaltos para compensar en caso de que todas las ramas TSC estén en OFF y sólo actúe el TCR. La principal motivación para el desarrollo de este tipo de SVC fue la de mejorar la flexibilidad de la operación del compensador ante grandes perturbaciones y la de reducir las pérdidas de régimen permanente.

Un FC-TCR se comporta como un circuito LC paralelo que tiende a entrar en resonancia con la impedancia del sistema ante la presencia de grandes perturbaciones. Ante esta situación, un TSC-TCR puede operar rápidamente desconectando los capacitores (lo que no es posible en el FC-TCR), evitando la posibilidad de la resonancia.

#### **3.1.1.2.6. Condensador con interruptores mecánicos reactor controlado por tiristores (MSC-TCR)**

Este tipo de SVC puede ser ubicado en la barra de AT, aunque en algunos casos es necesario ubicar el filtro pasaaltos en paralelo con las ramas TCR en el secundario del transformador para así reducir la carga de armónicas en éste. Las configuraciones típicas se presentan en la figura 39.

Figura 39. Configuración de un SVC tipo (MSC-TCR)



Fuente: Alex Ivan Meza, Compensadores estáticos de reactivos en transmisión.  
Universidad de Chile.

Una de las ventajas del esquema MSC-TCR radica en la disminución del capital por VAR instalado producto de la eliminación de los interruptores tiristorizados en las ramas capacitivas; otra ventaja es la relacionada con el reducido rango de pérdidas, lo que influye directamente en los costos operativos.

Una desventaja importante de esta configuración la constituye la relativa lentitud en la respuesta en comparación a la de los interruptores tiristorizados; mientras estos últimos actúan entre en el lapso de medio a un ciclo entero los switches mecánicos demoran del orden de dos ciclos en el cierre y ocho para la apertura.

Otro problema característico de esta configuración lo constituye la necesidad de descargar la energía almacenada en los condensadores luego de la desenergización; para tales fines cada unidad MSC posee resistencias de descarga, que permiten la disipación total de la carga a los pocos minutos.

Conviene señalar que las unidades MSC pueden ser accionadas solamente una vez que los capacitores están descargados.

Finalmente, se debe mencionar que los interruptores mecánicos poseen una vida útil de 2000 a 5000 operaciones, mientras que los tiristores pueden realizar las mismas operaciones (teóricamente) infinitas veces.

### **3.1.1.3. Principales aplicaciones del compensador estático VAR (SVC) en los sistemas de potencia**

#### **3.1.1.3.1. Aumento de la capacidad de transferencia de potencia en estado estacionario**

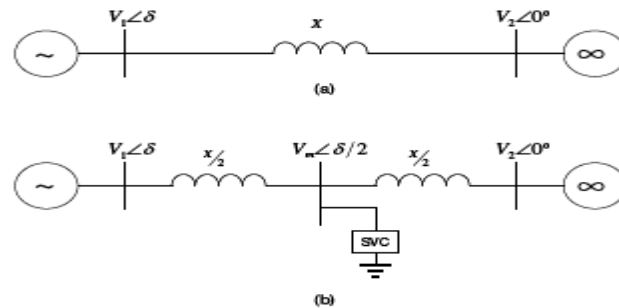
Un SVC puede ser utilizado para mejorar la capacidad de transferencia de potencia de una línea de transmisión, la que a su vez corresponde al límite de potencia de estado estacionario.

Considérese un sistema de una máquina sincrónica y una barra infinita unidas a través de una línea caracterizada por una reactancia  $X$ , con tensiones en las barras de  $V_1 \angle \delta$  y  $V \angle 0^\circ$  respectivamente. La potencia varía como una función sinusoidal de la diferencia angular de los voltajes entre las barras figura 40. La máxima potencia en estado estacionario que puede ser transmitida a través de la línea sin la compensación de un SVC corresponde a aquella en que  $\delta = 90^\circ$ , es decir,

$$P_{\max} = \frac{V^2}{X}$$



Figura 40. **Sistema de un generador y una barra Infinita (a) Sin compensación**



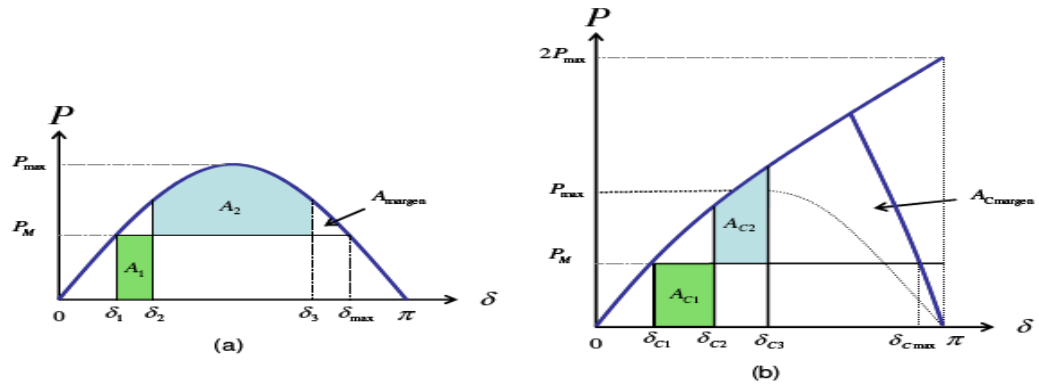
Fuente: Alex Iván Meza, Compensadores estáticos de reactivos en transmisión.  
Universidad de Chile.

El límite de operación de una línea impuesto por la máxima capacidad de transmisión de potencia activa (límite térmico), puede no ser el aplicado en la operación real debido a limitaciones ligadas a la estabilidad. Esta limitación está impuesta por la incapacidad de la línea de cumplir con el criterio N-1, razón por la cual, para preservar la estabilidad del sistema o bien, evitar excursiones de tensión bajo los límites permitidos en una situación post-falla se impone un límite para el transporte de energía, que es menor al señalado por la capacidad térmica de los conductores de la línea.

### 3.1.1.3.2. Aumento de la estabilidad transitoria

Considérese un sistema similar al de la figura 41 que contempla el caso sin compensación y con un SVC conectado en la mitad de la línea. Se asume que ambos sistemas transmiten la misma potencia y que ambos están sometidos a la misma falla en los terminales del generador por el mismo lapso de tiempo. Las curvas  $P-\delta$  resultantes son las siguientes.

Figura 41. **Márgenes de estabilidad transitoria. (a) Caso no compensado. (b) Caso compensado**



Fuente: Alex Iván Meza, Compensadores estáticos de reactivos en transmisión.  
Universidad de Chile.

El punto de operación inicial en ambos casos en estudio corresponde a  $\delta_1 = \delta_{C1}$ , que define la intersección con la potencia mecánica  $P_M$ . En el caso de una falla trifásica a tierra en los terminales del generador a pesar de que la corriente de corto circuito aumenta enormemente la potencia activa entregada por el generador se reduce a cero. Dado que la potencia mecánica es invariante el generador acelera hasta que se produce el despeje de la falla es decir, cuando el ángulo de rotor alcanza los valores  $\delta_2$  y  $\delta_{C2}$ , y se ha acumulado la energía acelerante  $A_1$  y  $A_{C1}$  en los sistemas sin compensación y compensado respectivamente.

Una vez aislada la falla la potencia eléctrica excede a la mecánica por lo que la máquina tiende a desacelerar. Sin embargo, el ángulo de rotor continúa aumentando hasta  $\delta_3$  y  $\delta_{C3}$ , dada la energía cinética presente aún en el rotor.

Este proceso continúa hasta que las áreas  $A_2$  y  $A_{C2}$ , (que representan la energía desacelerante), sean iguales a  $A_1$  y  $A_{C1}$ .

En ambos casos se alcanza a una operación estable si los ángulos  $\delta_3$  y  $\delta_{C3}$ , no sobrepasan los límites dados por  $\delta_{MAX}$  y  $\delta_{CMAX}$  respectivamente. Mientras mayor sea la diferencia con respecto a los límites mayor será el margen de estabilidad transitoria del sistema (definido en este caso como margen  $A_{margen}$  Y  $AC_{margen}$  ). Claramente,  $AC_{margen}$  es mayor que  $A_{margen}$  , por lo que se constata el aumento de dicho margen con un sistema compensado mediante un SVC, dada la capacidad de este dispositivo para aumentar la capacidad máxima de transferencia de potencia por una línea.

#### **3.1.1.3.3. Incremento de la amortiguación de las oscilaciones de potencia**

Una limitación importante a la transferencia de potencia dentro de un sistema la constituye la capacidad del mismo para amortiguar las oscilaciones de potencia causadas por algún tipo de perturbación. En ciertas ocasiones, un sistema de potencia puede tener un inadecuado inclusive, negativo factor de amortiguación, por lo que surge la necesidad imperativa de mejorar estas condiciones a fin de asegurar una transferencia de potencia estable y libre de oscilaciones.

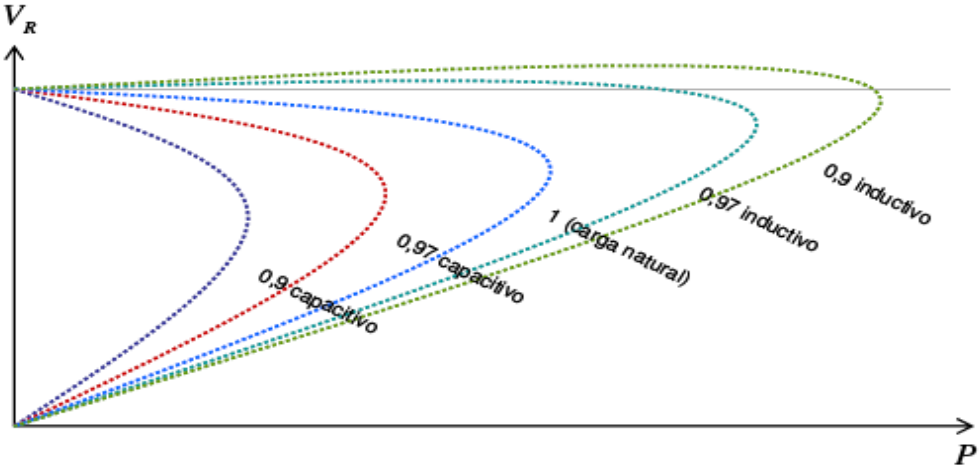
El comportamiento de las oscilaciones de un generador es determinado por dos componentes de torque: el torque sincronizante y el torque de amortiguación.

La componente sincronizante asegura que el ángulo del rotor de las máquinas del sistema no aumente de forma prohibitiva durante una perturbación severa; tal como lo dice su nombre esta componente tiende a llevar a los generadores hacia ángulos de rotor que aseguren el sincronismo. Por otro lado, la magnitud del torque sincronizante determina la frecuencia de la oscilación. Por su parte, la componente de amortiguación influye en el tiempo de extinción de las oscilaciones. Aun si un sistema de potencia es estable las oscilaciones pueden mantenerse durante un largo período de tiempo sin el adecuado torque de amortiguación.

#### **3.1.1.3.4. Prevención de colapso de tensiones**

El colapso de tensiones es causado por la incapacidad del sistema para suplir la demanda por potencia reactiva en ciertas cargas. Una caída en el voltaje de la carga trae consigo un aumento de la demanda por reactivo la que de no ser provista por el sistema repercute en una sucesiva caída de la tensión lo que involucra nuevamente la necesidad de proveer mayor cantidad de potencia reactiva. Bajo esta dinámica la tensión de la barra decae rápidamente pudiendo extenderse hacia zonas eléctricas aledañas formando un efecto en cadena que puede incluso provocar un *black-out* en el sistema.

Figura 42. **Perfil de tensiones en una carga con un factor de potencia variable**



Fuente: Alex Iván Meza, Compensadores Estáticos de Reactivos en Transmisión. Universidad de Chile.

La tensión en una barra de carga suministrada por una línea de transmisión depende de la magnitud de dicha carga su factor de potencia y la impedancia de la línea.

Una situación que puede provocar un colapso de tensiones ocurre ante la caída de un circuito de una línea de transmisión que une a un sistema de potencia con una carga industrial (es decir, con una participación considerable de motores de inducción en el total del consumo). Al ocurrir dicha contingencia ocurre una caída de la tensión lo que repercute en el aumento del consumo de reactivos por parte de los motores.

Esta situación puede ser corregida si la carga requerida por los motores es provista por compensaciones estáticas de la misma magnitud. No obstante, los transientes ocurridos durante la contingencia implican una acción rápida por parte de dichas compensaciones lo que no es posible con un banco de condensadores de pasos discretos operado con interruptores mecánicos. Un SVC puede proporcionar dicha compensación con la suficiente rapidez, siendo el voltaje final de estabilización una función de su máxima potencia reactiva capacitiva.

#### **3.1.1.3.5. Mejoras en el desempeño de un enlace HVDC**

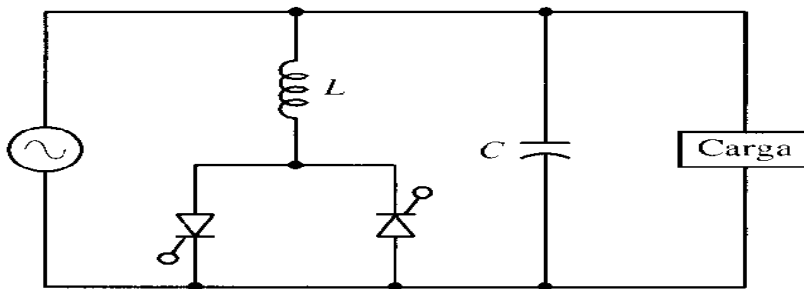
Un terminal HVDC consume grandes cantidades de potencia reactiva, la que en parte es suministrada por los filtros necesarios para evitar la inyección de armónicas provenientes del proceso de rectificación; el resto debe ser provisto por el propio sistema AC.

Un enlace HVDC conectado a un sistema sin la capacidad adecuada para suplir los reactivos necesarios para su operación (sistema *débil*), presenta problemas de estabilidad sobrevoltajes temporales y de recuperación post-falla. El suministro de compensación reactiva dinámica permite aliviar alguno de estos problemas utilizando tradicionalmente para este fin condensadores sincrónicos. Un SVC ofrece igualmente una capacidad de respuesta rápida pero con un menor costo de mantenimiento instalación más sencilla y con una menor contribución a la corriente de falla.

### 3.1.2. Compensador estático de reactivos

El compensador estático de reactivos es el primer dispositivo FACTS utilizado masivamente en los sistemas de transmisión alrededor del mundo desde la década de los 70's. Su principal aplicación ha sido la de proveer control de tensión ya sea a través de la mantención de los perfiles de tensión dentro de las bandas permitidas o bien, a través de la provisión de una reserva rápida en caso de contingencias y fenómenos transitorios su utilización repercute de esta forma en una mejora en la seguridad de todo el sistema. En la figura 43 se puede observar la configuración de un compensador estatico.

Figura 43. Configuración de un compensador estático de reactivos



Fuente: FACTS Impacto en los mercados competitivos.

Un compensador estático de reactivos corresponde básicamente a un arreglo de reactores y capacitores dispuestos en configuración *shunt*, que actúan proporcionando potencia reactiva inductiva o capacitiva, de manera de mantener una consigna de tensión dada.

Otros equipos para la compensacion de reactivos son:

### 3.1.2.1. Condensadores serie controlados por tiristores

Al insertarlos en serie con una línea pueden variar en forma continua la impedancia de ésta en niveles sobre o bajo su valor nominal. Una vez instalados deben responder rápidamente a las señales de control a fin de incrementar los valores de capacitancia o inductancia amortiguando las oscilaciones de frecuencia que podrían producir inestabilidades o condiciones dinámicas inaceptables durante y después de una perturbación.

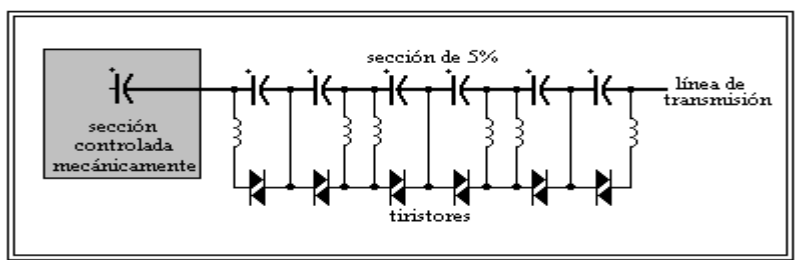
Un ejemplo de este tipo de dispositivos lo constituye el diseñado por GE según se muestra en la figura 44. Cada una de las tres fases incluye una plataforma que consiste en seis módulos de condensadores idénticos conectados en serie con un *switch* de tiristores conectado en paralelo y en serie con una inductancia. Cada módulo puede ser controlado suavemente avanzando el ángulo de disparo unos pocos grados respecto del medio ciclo como en el amortiguador de resonancia. Combinando la operación de los distintos módulos se pueden obtener las impedancias.

Cada switch de tiristores consta de 5 tiristores en serie disparados por señales de luz desde la sala de control. Agua desionizada pasa a través de conductos aislantes para enfriar los tiristores manteniendo una temperatura ambiente entre  $-40$  y  $40$  °C.



Los condensadores serie controlados por tiristores incluyen control remoto de impedancia potencia y corriente a través de sistemas SCADA. Se incorporaron conceptos del amortiguador de resonancia respecto de disminuir la resonancia subsíncrona pero no de amortiguación de oscilaciones de potencia control de estabilidad transiente diversidad de protecciones locales y gestión de la sobrecarga

Figura 44. **Condensadores serie controlados por tiristores**



Fuente: FACTS Impacto en los mercados competitivos.

### 3.1.2.2. Condensador estático (STATCON)

Consta de un inversor trifásico que es manejado por el voltaje a través de un condensador DC de almacenamiento y cuyas tres tensiones de salida están en fase con las del sistema trifásico. Cuando los voltajes de salida son más altos (o bajos), que los del sistema AC, el flujo de corriente está determinado por la diferencia entre las magnitudes de tensión. De esta forma, el flujo de reactivos y su polaridad pueden ser controlados manipulando la tensión.

Al comparar el desempeño del STATCON con el del SVC, se tiene que la potencia reactiva inyectada por el primero equivale al producto del voltaje por la corriente mientras que para el segundo corresponde al cuadrado de la tensión dividido por la impedancia. De esto se desprende que cuando se produce una baja en la tensión el STATCON puede entregar gran cantidad de reactivos usando su capacidad de sobrecorriente.

Por otro lado, un STATCON equipado con un gran condensador DC o un gran dispositivo de almacenamiento, como un banco de baterías o un reactor superconductor puede continuar entregando energía por un período corto de tiempo al igual que un condensador síncrono entrega la energía almacenada en su masa rotatoria.

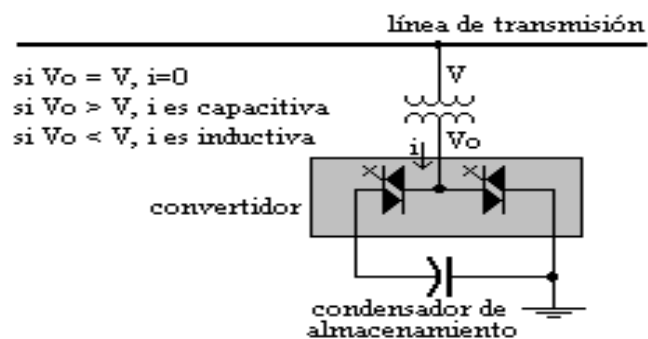
Se estima que el STATCON necesita cerca de un 60% menos de espacio y trabajos de instalación que los equipos convencionales. En el futuro, los STATCON serían usados para conectar una fuente de almacenamiento de energía con una línea a fin de suministrar potencia para proteger cargas críticas durante fallas.

El STATCOM puede suministrar compensación capacitiva e inductiva y es capaz de controlar su salida de corriente sobre un máximo rango (capacitivo o inductivo), independientemente del voltaje del sistema AC. Por el contrario el SVC al estar compuesto de capacitores y reactores puede únicamente suministrar una corriente que disminuye paralelamente con el decrecimiento del voltaje del sistema que es determinado por la máxima admitancia capacitiva equivalente.

El SVC no tiene forma de incrementar transitoriamente la generación de potencia reactiva (VARS), ya que la corriente capacitiva máxima que él puede absorber esta estrictamente determinada por el tamaño del capacitor y la magnitud del voltaje del sistema.

La capacidad transitoria disponible en el STATCOM depende en las características de los semiconductores de potencia usados y en la temperatura de juntura, a la cual los dispositivos son operados el potencial del STATCOM para producir una salida de corriente capacitiva alta con un voltaje del sistema bajo lo hace muy efectivo en el mejoramiento de la estabilidad transitoria.

Figura 45. **Condensador estático STATCON**

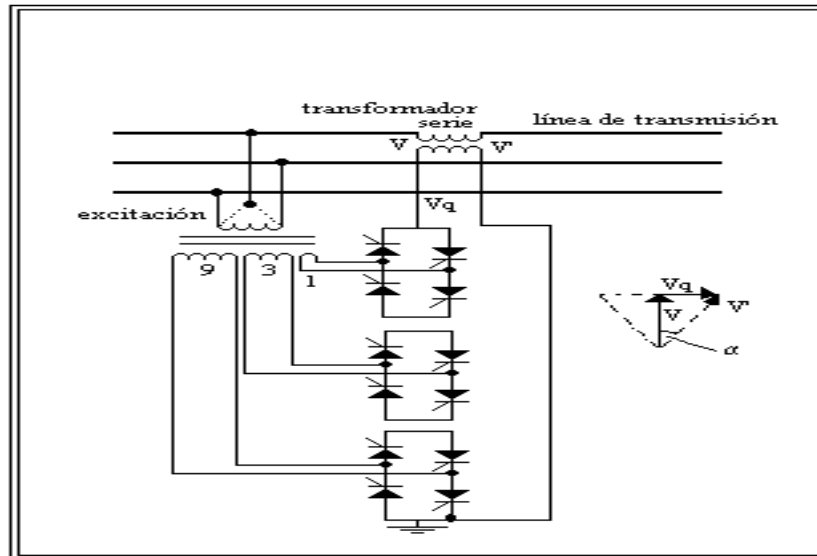


Fuente: FACTS Impacto en los mercados competitivos.

### 3.1.2.3. Regulador de ángulo de fase

El cambio de fase es logrado añadiendo o sustrayendo una componente de voltaje variable perpendicular a la tensión de fase de la línea. La componente perpendicular de tensión es obtenida por medio de un transformador conectado entre las otras dos fases. *Switches* de tiristores uno por enrollado, permite que cada enrollado pueda ser incluido o no en las direcciones positiva o negativa. La elección de la razón anterior permite obtener una tensión en el rango de  $\pm 13$  por lo tanto, es un control variable de alta velocidad de la componente de tensión perpendicular.

Figura 46. Regulador de ángulo de fase



Fuente: FACTS Impacto en los mercados competitivos.

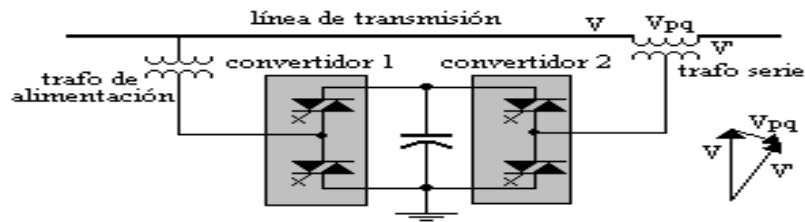
#### **3.1.2.4. Controlador de potencia unificado (UPFC)**

En este dispositivo un vector de tensión AC generado por un inversor tiristorizado es inyectado en serie con el voltaje de fase. La manipulación de la tensión DC del inversor es obtenida rectificando el voltaje AC de la misma línea. Con esto, la tensión inyectada podría tener una relación de ángulo de fase con el voltaje de fase. Lo anterior permite tener un control sobre la potencia activa y reactiva de la línea cambiando la magnitud de la tensión.

El UPFC tiene otras diversas aplicaciones. Entre ellas se incluyen mejoras en la estabilidad transiente y dinámica que incrementan substancialmente los márgenes de estabilidad amortiguación de las oscilaciones y aumento de la capacidad de transmisión temporal.

Por otro lado, se puede considerar como una alternativa a la transmisión DC, en caso que la aplicación de convertidores DC en operación asíncrona no es necesaria como en el caso de un largo cable sin conexión a tierra o submarino donde el control de la corriente de carga es la principal consideración o en el caso de interfaces de transmisión que requieren control dinámico del ángulo o potencia activa.

Figura 47. **Controlador de potencia unificado**



Fuente: FACTS Impacto en los mercados competitivos.

### 3.2. Condensador *Shunt*

Los condensadores *Shunt* fueron primero usados a mediados de la década de 1910 para la corrección del factor de potencia. Los primeros condensadores emplearon aceite como dieléctrico. Debido a que su tamaño su peso y alto costo, su uso, en ese tiempo fue limitado. En la década de 1930 la introducción de los materiales dieléctricos y otras mejoras en la construcción de condensadores permitió una considerable reducción en el peso y tamaño. El uso de condensadores *Shunt* se ha incrementado fenomenalmente desde 1930. Hoy en día, estos son un medio muy económico de suplir potencia reactiva.

La principal ventaja de los condensadores *Shunt* son su bajo costo y su flexibilidad de instalación y operación. Ellos son fácilmente aplicables en varios puntos en el sistema así contribuye con la eficiencia de la transmisión de potencia. La principal desventaja de los condensadores *Shunt* es que su valor de potencia es proporcional al cuadrado del voltaje. Consecuentemente, la potencia reactiva de salida es reducida a voltajes bajos cuando es deseable que se entreguen más.

Los condensadores *Shunt* se utilizan principalmente para mejorar el factor de potencia de una red de transmisión. También mejoran la estabilidad de la tensión y reducen las pérdidas en la red. La mejora del factor de potencia representa, igualmente una mayor capacidad de transmisión de energía y un mayor control de la misma. La instalación de condensadores en una red de transmisión se denomina corrección del factor de potencia o compensación de la energía reactiva.

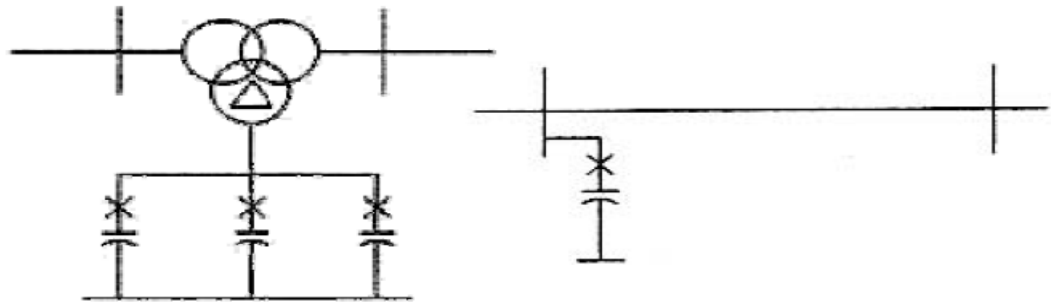
Los condensadores *Shunt* se utilizan para mejorar la calidad de suministro eléctrico y la eficiencia del funcionamiento de la red. Los bancos de condensadores *Shunt* son relativamente baratos y pueden instalarse en cualquier parte de la red. Los condensadores *Shunt* se instalan principalmente para proporcionar una compensación reactiva capacitiva/corrección del factor de potencia.

Los condensadores *Shunt* se usan para compensar potencia reactiva capacitiva que puede generarse; por ejemplo, en líneas eléctricas poco cargadas o en presencia de cables subterráneos. Pueden conectarse tanto al devanado terciario del transformador como a sistemas hasta 138 kv. El uso de condensadores *Shunt* es habitual en sistemas de compensación estática donde los Vars son compensados mediante tiristores.

Los condensadores *Shunt* suplen potencia reactiva y aumentan el voltaje local. Ellos son usados a través del sistema y son aplicados en un variado rango de tamaños.

También son usados para compensar las pérdidas  $XI^2$  en los sistemas de transmisión y para asegurar niveles de voltaje satisfactorios durante condiciones de alta carga. El banco de condensadores de apropiado tamaño son conectados directamente a la barra de alto voltaje o al devanado terciario de un transformador principal como se muestra en la figura 48.

Figura 48. **Ubicación de los condensadores *Shunt* en sistemas de potencia**



Fuente: Francisco González, Control Q-V DigSilent Power Factory.

### 3.2.1. Condensadores *Shunt* serie

Los condensadores series son conectados en serie con los conductores de líneas para compensar la reactancia inductiva de la línea. Este reduce la reactancia de transferencia entre las barras a las cuales la línea esta conectada, incrementando la máxima potencia que puede ser transferida y reduce las perdidas de potencia reactiva efectiva ( $XI^2$ ).

- Los condensadores series han sido aplicados para mejorar la regulación de voltaje desde la década de 1930;
- Mezcladoras y hornos son las típicas cargas con bajo factor de potencia e intermitente demanda;



- Un condensador serie no sólo reduce la caída de voltaje en régimen permanente, sino que este responde instantáneamente a los cambios en la corriente de carga;
- El condensador serie, debido a que reduce la impedancia entre la fuente de potencia y la carga fluctuante.

La auto excitación de grandes motores de inducción y sincrónicos durante el arranque. El motor puede bloquearse en una fracción de la velocidad sincrónica (subsincronismo), debido a la condición de resonancia. El remedio común es conectar durante el arranque, una resistencia adecuada en paralelo con el condensador serie.

La cabalgata de los motores sincrónicos (en algunos casos motores de inducción), a baja carga debido a la alta relación  $X/R$  del alimentador.

- Ferroresonancia entre transformadores y condensadores series resultando en sobretensión armónica. Esto puede ocurrir cuando se energiza un transformador descargado y cuando se remueven rápidamente cargas. Debido a que los condensadores series permiten la carga económica de largas líneas de transmisión su aplicación en sistemas de transmisión EHV ha crecido;
- Ellos han permitido ser usados para mejorar la estabilidad del sistema y para obtener la división de carga entre líneas paralelas;
- La compensación completa de la línea nunca ha sido considerada.

El 100% de la compensación la reactancia efectiva de la línea debería ser cero y la corriente de línea y el flujo de potencia debería ser extremadamente sensitiva a cambios en el ángulo relativo de los voltajes en terminales.

El circuito podría ser resonante en serie a la frecuencia fundamental. Altos niveles de compensación también incrementa la complejidad de los sistemas de protección y la probabilidad de resonancia subsincronica.

Un limite práctico alto al grado de compensación es de alrededor de 80%.

No es práctica distribuir la capacitancia en pequeñas unidades a lo largo de la línea.

Pequeños condensadores son instalados en pocas localizaciones a lo largo de la línea. El uso de pequeños condensadores series resultan en un desigual perfil de voltaje.

- a) El aumento de la tensión debido a la corriente reactiva. Los aumentos de voltaje en un lado del capacitor puede ser excesivo cuando la corriente reactiva que fluye es alta como puede ocurrir durante oscilaciones de potencia o transferencia de grandes cargas. Esto puede imponer un esfuerzo inaceptable en el equipo en el lado que el equipo experimenta el alto voltaje. El diseño del sistema debe limitar el voltaje a niveles aceptables, o los equipos deben ser especificados para soportar los más altos sobre voltajes que pueden ocurrir;

- b) *Bypassing* y reinsersión, son normalmente sujetos a un voltaje al cual esta en el origen de la regulación de la línea así típicamente esta a un porcentaje muy pequeño de la tensión nominal de la línea. Si la línea es cortocircuitada por una falla más allá del condensador un voltaje en el orden de la tensión de la línea aparecerá en a través del condensador. La provisión es hecha por el *bypass* del condensador durante fallas y la reinmersión luego que la falla es despejada. La velocidad de la inserción puede ser un factor importante en el mantenimiento de la estabilidad transitoria;
- c) Localización: puede teóricamente ser localizado en cualquier lugar a lo largo de la línea. Los factores que influyen incluye costos, accesibilidad, nivel de falla, consideraciones de coordinación de protecciones, perfil de voltaje y efectividad en la mejora de la capacidad de transferencia de potencia;
- d) Usuales puntos de ubicación:
- En la mitad de la línea
  - Terminales de línea
  - 1/3 o 1/4 puntos de la línea
- e) El punto medio de localización posee la ventaja que los requerimientos de la línea son menos complicado si la compensación es menor a 50%. En adición, las corrientes de cortocircuito son más bajas. Sin embargo, este no es muy conveniente en términos de acceso de mantenimiento, monitoreo, seguridad, etc. Dividiendo la compensación en dos partes el cual cada parte esta en los extremos de la línea, provee más accesibilidad y disponibilidad de estación de servicio y otros dispositivos auxiliares.

### **3.2.2. El condensador y la unidad de la configuración del banco**

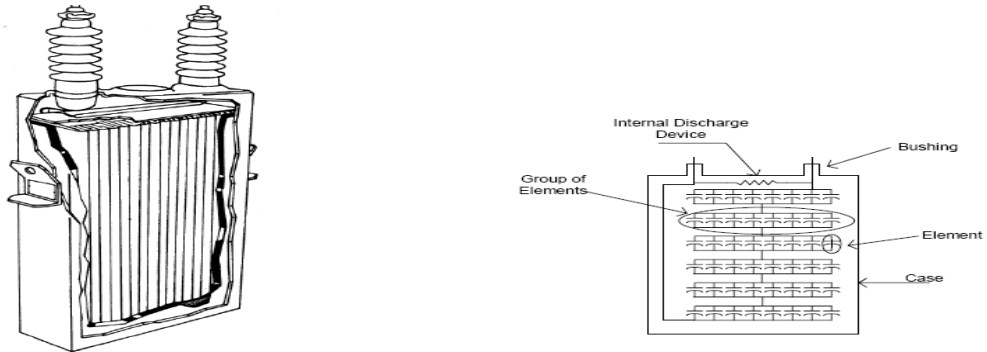
La unidad del condensador figura 49 es la piedra angular de un banco de derivación. La unidad es el condensador hechas de elementos dispuestas en paralelo y series conectado en grupos dentro de una caja de acero. La aprobación de la gestión interna es un dispositivo que reduce la resistencia de la unidad de tensión residual a 50V en menos de 5 min. Las unidades del capacitor están disponibles en una variedad de índices de voltaje (240V a 24940V), y tamaños (2.5 Kvar alrededor de 1000 Kvar).

### **3.2.3. Condensador *Shunt* paralelo**

Como regla general el número mínimo de unidades conectadas en paralelo es tal que el aislamiento de un condensador en la unidad de un grupo no debe causar un desequilibrio de voltaje suficiente para colocar más de 110% de la tensión nominal en el resto de los condensadores del grupo. Igualmente, el número mínimo de serie conectado es que los grupos en los que la circunvalación completa del grupo de no someterla, otros permanecen en el servicio de una sobretensión permanente de más de 110%.

El número máximo de unidades de condensadores que pueden ser colocados en paralelo por grupo, se rigen por otra consideración. Cuando un banco de la unidad falla otros condensadores en el mismo grupo paralelo contienen cierta cantidad de carga. Esta carga es como una fuga de alta frecuencia transitoria ya que la corriente fluye a través de la unidad no condensador y su fusible éstos deben soportar la gestión transitoria.

Figura 49. **Unidad del condensador**

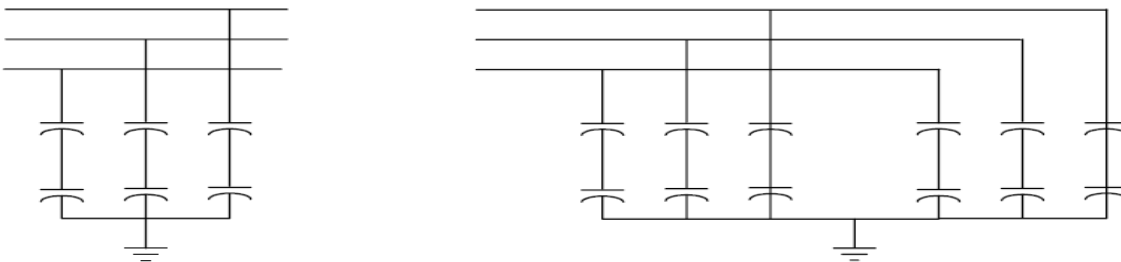


Fuente: *Shunt Capacitor Bank Fundamentals and Protection.*

### 3.2.4. Conexión a tierra de Wye-bancos

Los Wye-bancos de tierra se componen de serie paralelo de condensadores conectados a las unidades por fase y proporcionan una ruta de baja impedancia a tierra. En la figura 50 se muestran los arreglos típicos.

Figura 50. **Derivación a tierra de Wye-Bancos**



Unidades de tierra única de Wye

Unidades de tierra doble de Wye

Fuente: *Shunt Capacitor Bank Fundamentals and Protection.*

La conexión a tierra de estos bancos tiene las siguientes ventajas.

- Su trayectoria de baja impedancia a tierra proporciona inherente auto protección para los rayos aumentado corrientes y dar cierta protección oleada de tensiones. Los bancos se pueden operar sin para llamasm aumentando y aprovechando la capacidad de los condensadores para absorber el aumento;
- Ofrecer una ruta de baja impedancia para las corrientes de alta frecuencia y de manera que puedan ser utilizados como filtros en los sistemas con un alto contenido armónico. Sin embargo, se tendrá precaución para evitar resonancia en el sistema;
- La reducción de tensiones transitorias de recuperación de los disyuntores y otros equipos de conmutación.

Aunque también tiene sus inconvenientes:

- Aumento de la interferencia en los circuitos debido a la circulación de armónicos;
- La distribución de las corrientes de irrupción y armónicos, pueden causar sobre funcionamiento de los relés de protección y fusibles;
- Van a ser necesarios una serie de reactores para reducir las tensiones que aparecen en la secundaria debido a los efectos de alta frecuencia y corrientes de alta amplitud.

### **3.3. Transformadores con cambiador de derivación ajustable**

Los transformadores en los cuales la posición del cambiador de tomas (Tap), puede ser ajustado bajo carga (ULTC), son una herramienta esencial para el adecuado control de voltaje. Estos cambiadores pueden ser controlados manual o automáticamente.

Cuando están en modo manual el ULTC no responde automáticamente a los cambios en los voltajes del sistema y debe ser un operador quien interviene en el ajuste de la posición del tap. Esta acción se puede realizar mediante un selector instalado en el control del ULTC, el cual puede ser operado remotamente desde un centro de control.

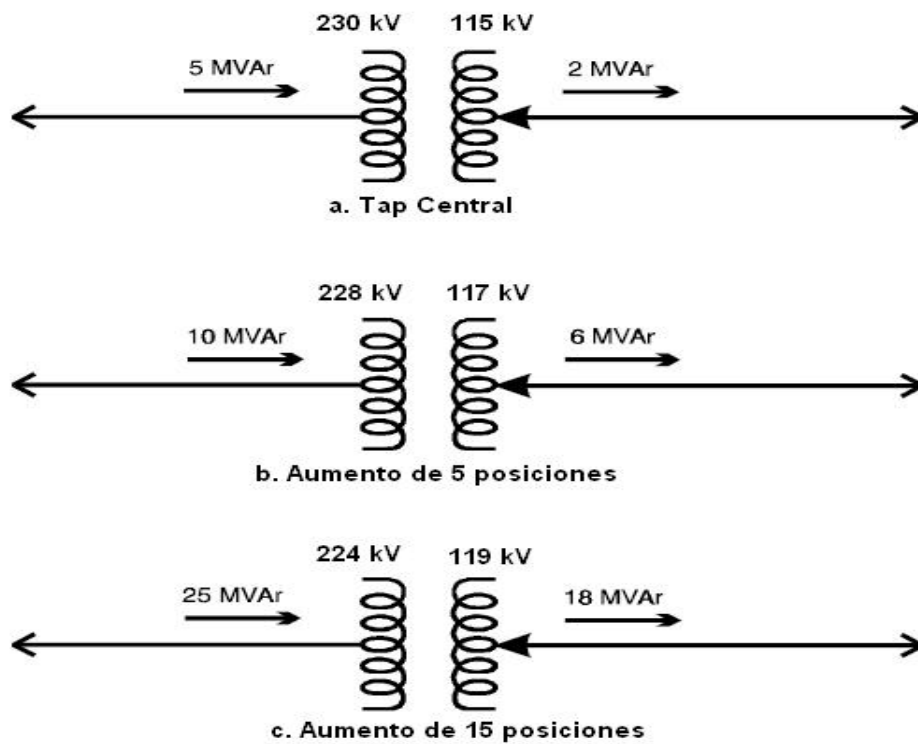
Cuando están en modo automático el ULTC responde a las condiciones del sistema y ajusta su posición del tap sin la intervención de un operador.

Lo que hace el ULTC para controlar el voltaje es modificar la relación del transformador modificando de esta manera el flujo de potencia reactiva a través de sus arrollamientos. Nótese en la figura 51 a medida que aumenta la posición del tap el flujo de potencia reactiva aumenta del nivel de voltaje alto al bajo y mientras que en el lado de alto el voltaje disminuye en el lado de baja aumenta.

Usualmente existen muchos transformadores en los sistemas interconectados a diferentes niveles de tensión. El movimiento coordinado de estos el ULTC proporciona un adecuado control del flujo de potencia reactiva y perfil de voltaje en los subsistemas.

Dadas las características de estos elementos los ULTC normalmente se mueven de manera coordinada siguiendo la curva de demanda horaria para el adecuado control de voltaje durante el día. Sin embargo, un inadecuado movimiento de los ULTC pueden llevar al sistema a un problema de bajos voltajes en todo el sistema.

Figura 51. **Flujo de potencia reactiva y movimiento de Tap**



Fuente: FACTS Impacto en los mercados competitivos.





## **4. APLICACIÓN A LA RED DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL**

### **4.1. Análisis teórico y flujos de carga de un sistema de potencia de 2 barras**

El estudio de flujo de carga en un sistema eléctrico de potencia consiste en el análisis del sistema en régimen permanente y en situación equilibrada bajo condiciones determinadas de operación (un sistema de generación y demanda determinado y una determinada configuración de la red que interconecta a generadores y consumidores).

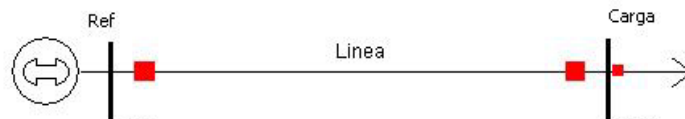
A través del estudio de flujos de carga se obtiene la magnitud y el ángulo de fase de la tensión así como los flujos de potencia activa y reactiva en cada rama (líneas y transformadores), constituyendo una importante herramienta en la operación y planificación del sistema ya que permite detectar situaciones como sobrecarga de líneas y transformadores, violación de los límites de tensión, etc.

En este capítulo se hace un análisis teórico de flujos de potencia mediante la utilización de la herramienta Power World. Para el desarrollo de éste se modela un sistema constituido por un generador que alimenta a una carga a través de una línea de transmisión. Los datos del sistema en valores p.u., se indican a continuación:

#### 4.1.1. Descripción del sistema

Se tiene un sistema con un generador *Swing*, es un generador ficticio cuyo voltaje de generación es igual al valor de la tensión que se está analizando en cada caso indica si el voltaje en el nodo de la demanda se encuentra dentro del  $\pm 5\%$  en la norma. Como adicional se adiciona compensación reactiva para tener el voltaje en el nodo de la demanda en 1,0 p.u. nominal con compensación estática con un SVC, y comparar los flujos de potencia activa, reactiva, y pérdidas de transmisión.

Figura 52. Diagrama unilineal del sistema



Fuente: Alex Iván Meza, Compensadores estáticos de reactivos. Universidad de Chile.

Kv = 138	Longitud =corta, media y larga.	Línea Corta 80 km
Kv = 138	Longitud =corta, media y larga.	Línea Media 160 km
Kv = 230	Longitud =corta, media y larga.	Línea Larga 240 km

Tabla II. Parámetros de línea de transmisión en PU base 100 MVA por km

KV	R+	X+	B+	Ro	Bo	Xo	MVA	Km
230	0,000 13	0,000 68	0,002 40	0,000 57	0,001 81	0,001 36	558,50	240
138	0,000 71	0,002 48	0,000 66	0,002 40	0,008 00	0,000 44	147,50	160
69	0,002 86	0,009 93	0,000 17	0,009 68	0,032 04	0,000 11	83,80	80

Fuente: elaboración propia

Tabla III. **Parámetros de líneas de transmisión de PU base 100 MVA**

V kV	Línea km	R+	X+	B+	Ro	Bo	Xo	MVA
69	80	0,228 8	0,794 4	0,013 6	0,774 4	2,563 2	0,008 8	<b>83,5</b>
69	160	0,457 6	1,588 8	0,027 2	1,548 8	5,126 4	0,017 6	<b>83,5</b>
69	240	0,686 4	2,383 2	0,040 8	2,323 2	7,689 6	0,026 4	<b>83,5</b>
138	80	0,056 8	0,198 4	0,052 8	0,192 0	0,640 0	0,035 2	<b>147,5</b>
138	160	0,113 6	0,396 8	0,105 6	0,384 0	1,280 0	0,070 4	<b>147,5</b>
138	240	0,170 4	0,595 2	0,158 4	0,576 0	1,920 0	0,105 6	<b>147,5</b>
230	80	0,010 4	0,054 4	0,192 0	0,045 6	0,144 8	0,108 8	<b>558,5</b>
230	160	0,020 8	0,108 8	0,384 0	0,091 2	0,289 6	0,217 6	<b>558,5</b>
230	240	0,031 2	0,163 2	0,576 0	0,136 8	0,434 4	0,326 4	<b>558,5</b>

Fuente: elaboración propia

#### 4.1.2. Cálculo del SIL para cada voltaje y longitud de línea

Voltaje Base **69 Kv, 138 Kv y 230 Kv**

Sbase para todo el sistema de **100 MVA**

Zbase para 69 Kv = **47,70 Ω**

Zbase para 138 Kv = **190,44 Ω**

Zbase para 230 Kv = **529,00 Ω**

F= **60 Hz**

W = 2 π F

**SIL**

$$SIL = \frac{(V_{\text{base}})^2}{Z_c}$$

### Impedancia característica

$$\underline{Z}_C = Z_C = \sqrt{\underline{z}/\underline{y}} = \sqrt{L/C}$$

Tabla IV. Valores del SIL de líneas de transmisión

V Kv	Línea km	Zbase Ω	X=wL (Ω/Km)	B μS/Km	Z característica	SIL (MW)
69	80	47,70	0,473 66	3,563 94	365	<b>13</b>
69	160	47,70	0,473 66	3,563 94	365	<b>13</b>
69	240	47,40	0,473 66	3,563 94	365	<b>13</b>
138	80	190,44	0,472 29	3,465 65	369	<b>52</b>
138	160	190,44	0,472 29	3,465 65	369	<b>52</b>
138	240	190,44	0,472 29	3,465 65	369	<b>52</b>
230	80	529,00	0,359 72	4,536 86	282	<b>188</b>
230	160	529,00	0,359 72	4,536 86	282	<b>188</b>
230	240	529,00	0,359 72	4,536 86	282	<b>188</b>

Fuente: elaboración propia

### Índice de regulación de tensión

$$\text{Índice de regulación de tensión \%} = (|V_k - V_n| / V_n) \times 100 = \% \text{Reg}$$

Donde

Vn: Valor del voltaje nominal.

Vk: Voltaje en el punto de recibo.

#### 4.2. Cálculo de flujos de potencia activa, reactiva, perdidas en líneas de transmisión, para cada longitud de línea y voltaje

Para cada análisis teórico se toma en cuenta estas condiciones:

Si  $L < SIL$  en un 20%

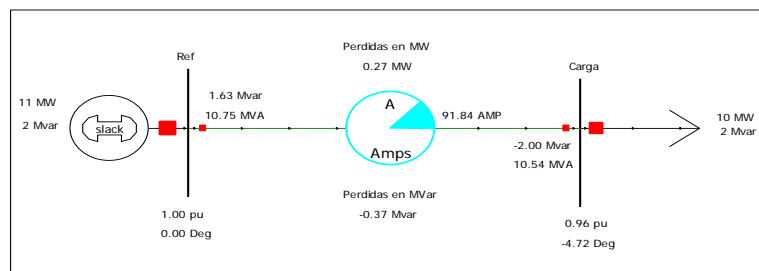
Si  $L = SIL$

Si  $L > SIL$  en un 20%

##### 4.2.1. Si $L < SIL$ en un 20%, para línea corta y 69 Kv

$L = 10.4 \text{ MW}$

Figura 53. Vista unilineal, sistema 69 Kv, línea corta si  $L < SIL$  en 20%



Fuente: Programa *Simulator Power World*

Tabla V. (Flujos de energía), sistema 69 Kv, l. corta,  $L < SIL$  en 20%

BUS	1 Ref	69 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
<b>GENERATOR</b>	1		10,62	1,63R	10,7			
<b>TO</b>	2 Carga	1	10,62	1,63	10,7	13		
<b>BUS</b>	2 Carga	69 kv	MW	MVAR	MVA	%	0,960 6	-4,72
<b>LOAD</b>	1		10,40	2,00	10,6			
<b>TO</b>	Ref	1	-10,40	-2,00	10,5	13		

Fuente: Programa *Simulator Power World*

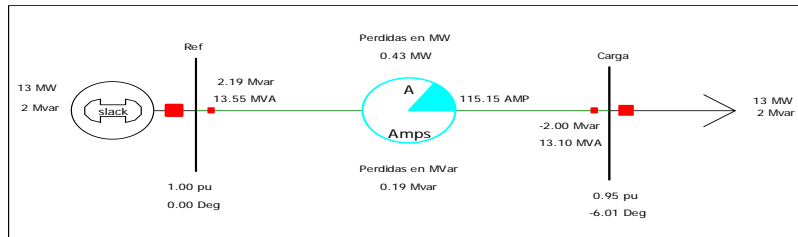
$$\text{Índice regulación de tensión \%} = (|66,28 \text{ Kv} - 69 \text{ Kv}|) / 69 \text{ Kv} \times 100 =$$

$$\mathbf{3,94\% \text{Reg}}$$

#### 4.2.2. Si L = SIL, para línea corta y 69 Kv

L = 13 MW

Figura 54. Vista unilineal, sistema 69 Kv, línea corta si L=SIL



Fuente: Programa *Simulator Power World*

Tabla VI. (Flujos de energía), sistema 69 Kv, l. corta, L=SIL

BUS	1 Ref	69 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
<b>GENERATOR</b>	1		13,37	2,19R	13,6			
<b>TO</b>	2 Carga	1	13,37	2,19	13,6	16		
<b>BUS</b>	2 Carga	69 kv					0,951 8	-6,01
<b>LOAD</b>	1		13,00	2,00	13,2			
<b>TO</b>	Ref	1	-12,94	-2,00	13,1	16		

Fuente: Programa *Simulator Power World*

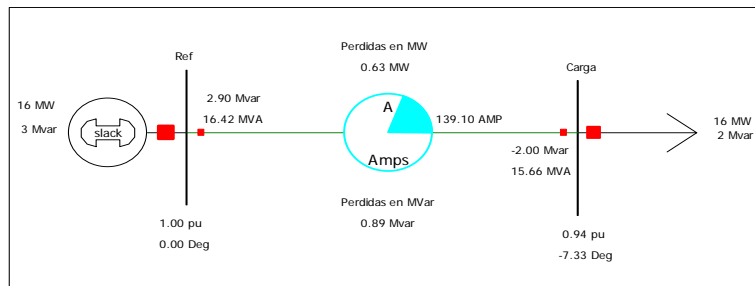
$$\text{Índice regulación de tensión \%} = (|65,68 \text{ Kv} - 69 \text{ Kv}|) / 69 \text{ Kv} \times 100 =$$

$$\mathbf{4,81\% \text{Reg}}$$

**4.2.3. Si  $L > SIL$  en un 20%, para línea corta y 69 Kv**

$L = 15.6 \text{ MW}$

**Figura 55. Vista unilineal, sistema 69 Kv, línea corta si  $L > SIL$  en 20%**



Fuente: Programa *Simulator Power World*

**Tabla VII. (Flujos de energía), sistema 69 Kv, l. corta,  $L > SIL$  en 20%**

BUS	1 Ref	69 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
<b>GENERATOR</b>	1		16,16	2,90R	16,4			
<b>TO</b>	2 Carga	1	16,16	2,90	16,4	20		
BUS	2 Carga	69 Kv	MW	MVAR	MVA	%	0,942 3	-7,33
<b>LOAD</b>	1		15,60	2,00	15,7			
<b>TO</b>	Ref	1	-15,54	-2,00	15,7	19		

Fuente: Programa *Simulator Power World*

$$\text{Índice regulación de tensión \%} = (|65,02 \text{ Kv} - 69 \text{ Kv}|) / 69 \text{ Kv} \times 100 =$$

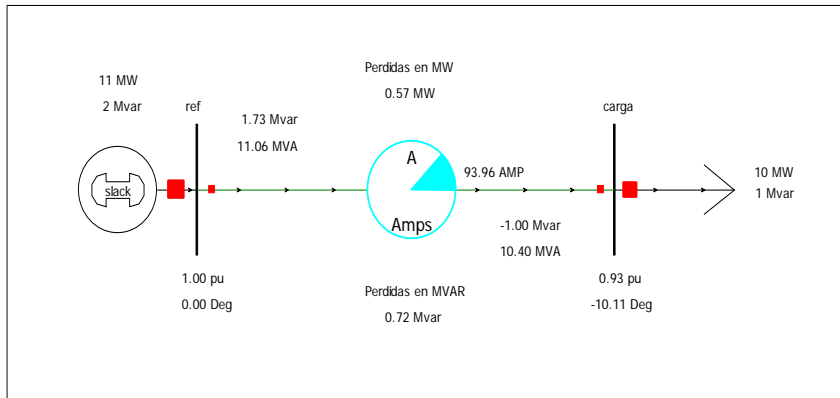
**5,76%Reg**



**4.2.4. Si L < SIL en un 20%, para línea media y 69Kv**

L = 10.4 MW

Figura 56. **Vista unilineal, sistema 69 Kv, línea media si L < SIL en 20%**



Fuente: Programa *Simulator Power World*

Tabla VIII. **(Flujos de energía), sistema 69 Kv, l. media, L < SIL en 20%**

BUS	1 Ref	69 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
<b>GENERATOR</b>	1		10,92	1,73R	11,1			
<b>TO</b>	2 Carga	1	10,92	1,73	11,1	13		
<b>BUS</b>	<b>2 Carga</b>	<b>69 kv</b>	<b>MW</b>	<b>MVAR</b>	<b>MVA</b>	<b>%</b>	<b>0,926 1</b>	<b>-10,11</b>
<b>LOAD</b>	1		10,40	1,00	10,4			
<b>TO</b>	Ref	1	-10,35	-1,00	10,4	12		

Fuente: Programa *Simulator Power World*

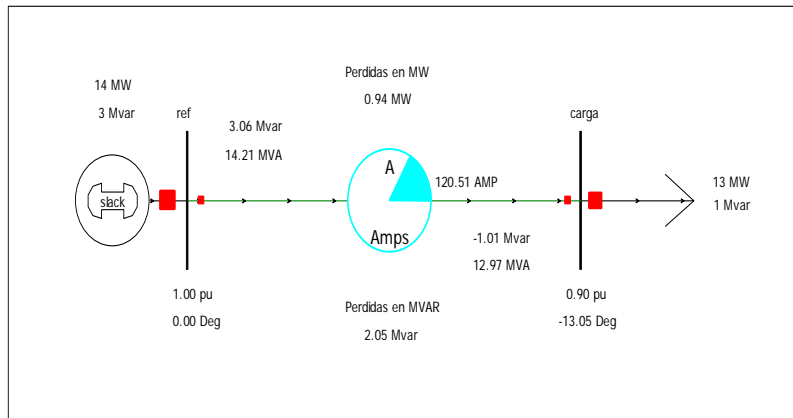
$$\text{Índice regulación de tensión \%} = (63,90 \text{ Kv} - 69 \text{ Kv}) / 69 \text{ Kv} \times 100 =$$

**7,39%Reg**

**4.2.5. Si L= SIL, para línea media y 69 Kv**

L = 13 MW

Figura 57. **Vista unilineal, sistema 69 Kv, línea media si L=SIL**



Fuente: Programa *Simulator Power World*

Tabla IX. **(Flujos de energía), sistema 69 Kv, l. media, L=SIL**

BUS	1 Ref	69 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
<b>GENERATOR</b>	1		13,87	3,06R	14,20			
<b>TO</b>	2 Carga	1	13,87	3,06	14,20	17		
BUS	2 Carga	69 kv	MW	MVAR	MVA	%	0,900 4	-13,05
<b>LOAD</b>	1		13,00	1,00	13,0			
<b>TO</b>	Ref	1	-12,93	-1,00	13,0	15		

Fuente: Programa *Simulator Power World*

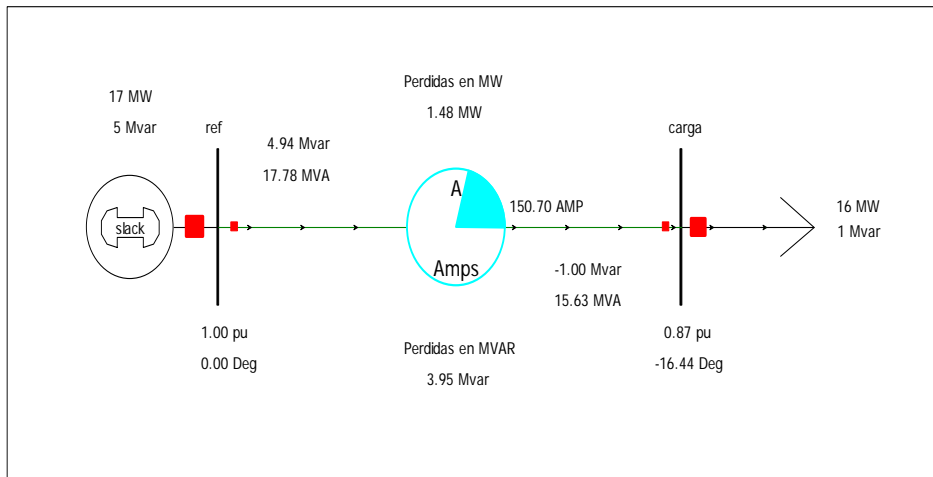
$$\text{Índice regulación de tensión \%} = (| 62,13 \text{ Kv} - 69 \text{ Kv} |) / 69 \text{ Kv} \times 100 =$$

**9,95%Reg**

**4.2.6. Si L>SIL en un 20%, para línea media y 69 Kv**

L = 15.6 MW

Figura 58. **Vista unilineal, sistema 69 Kv, línea media si L>SIL en 20%**



Fuente: Programa *Simulator Power World*

Tabla X. **(Flujos de energía), sistema 69 Kv, l. media, L>SIL en 20%**

BUS	1 Ref	69 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
<b>GENERATOR</b>	1		17,08	4,94R	17,80			
<b>TO</b>	2 Carga	1	17,08	4,94	17,80	21		
<b>BUS</b>	<b>2 Carga</b>	<b>69 Kv</b>	<b>MW</b>	<b>MVAR</b>	<b>MVA</b>	<b>%</b>	<b>0,868 0</b>	<b>-16,44</b>
<b>LOAD</b>	1		15,60	1,00	15,60			
<b>TO</b>	Ref	1	-15,60	-1,00	15,60	18		

Fuente: Programa *Simulator Power World*

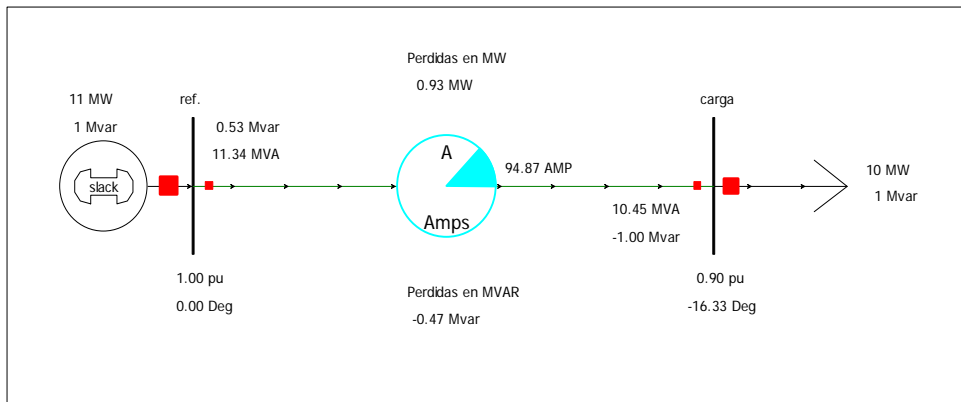
$$\text{Índice regulación de tensión \%} = (I \ 59,90 \text{ Kv} - 69 \text{ Kv}) / 69 \text{ Kv} \times 100 =$$

**13,18%Reg**

**4.2.7. Si L<SIL en un 20%, para línea larga y 69 Kv**

L = 10.4 MW

Figura 59. **Vista unilineal, sistema 69 Kv, línea larga si L<SIL en 20%**



Fuente: Programa *Simulator Power World*

Tabla XI. **(Flujos de energía), sistema 69 Kv, l. larga, L<SIL en 20%**

BUS	1 Ref	69 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
GENERATOR	1		11,33	0,53R	11,3			
TO	2 Carga	1	11,33	0,53	11,3	13		
BUS	2 Carga	69 Kv	MW	MVAR	MVA	%	0,897 2	-16,33
LOAD	1		10,40	1,00	10,40			
TO	Ref	1	-10,40	-1,00	10,40	12		

Fuente: Programa *Simulator Power World*

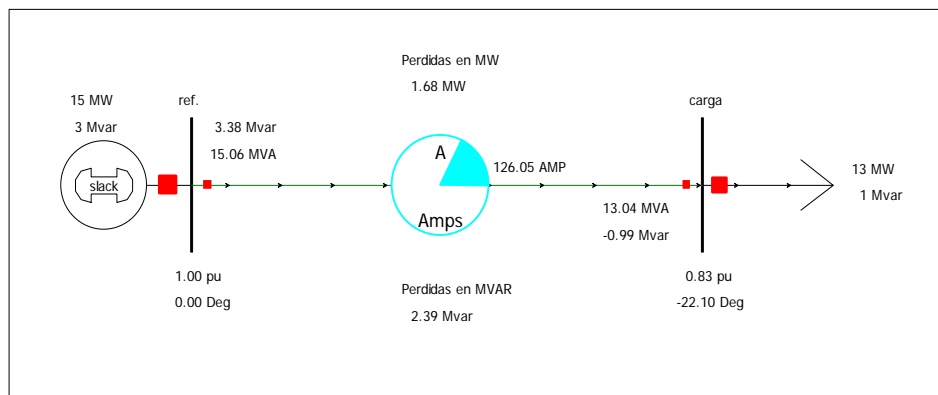
$$\text{Índice regulación de tensión \%} = (|61,91 \text{ Kv} - 69 \text{ Kv}|) / 69 \text{ Kv} \times 100 =$$

**10,27%Reg**

#### 4.2.8. Si L=SIL, para línea larga y 69 Kv

L = 13 MW

Figura 60. Vista unilineal, sistema 69 Kv, línea larga si L=SIL



Fuente: Programa *Simulator Power World*

Tabla XII. (Flujos de energía), sistema 69 Kv, l. larga, L=SIL

BUS	1 Ref	69 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,0000	0,00
<b>GENERATOR</b>	1		14,68	3,38R	15,1			
<b>TO</b>	2 Carga	1	14,68	3,38	15,1	18		
<b>BUS</b>	<b>2 Carga</b>	<b>69 Kv</b>	<b>MW</b>	<b>MVAR</b>	<b>MVA</b>	<b>%</b>	<b>0,831 1</b>	<b>-22,10</b>
<b>LOAD</b>	1		10,40	1,00	13,0			
<b>TO</b>	Ref	1	-10,40	-0,99	13,0	15		

Fuente: Programa *Simulator Power World*

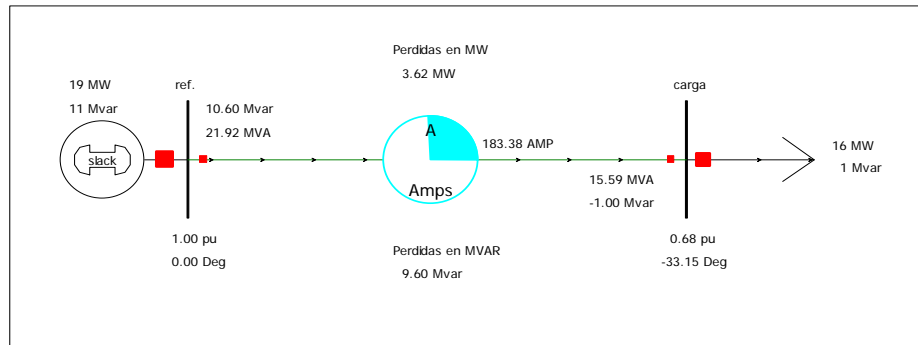
Índice regulación de tensión % =  $(| 57,35 \text{ Kv} - 69 \text{ Kv} |) / 69 \text{ Kv} \times 100 =$

**16,88%Reg**

**4.2.9. Si L>SIL en un 20%, para línea larga y 69 Kv**

L = 15.6 MW

Figura 61. **Vista unilineal, sistema 69 Kv, línea larga si L>SIL en 20%**



Fuente: Programa *Simulator Power World*

Tabla XIII. **(Flujos de energía), sistema 69 Kv, l. larga, L>SIL en 20%**

BUS	1 Ref	69 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
GENERATOR	1		19,18	10,60R	21,9			
TO	2 Carga	1	19,18	10,60	21,9	26		
BUS	2 Carga	69 Kv	MW	MVAR	MVA	%	0,677 4	-33,15
LOAD	1		15,56	1,00	15,6			
TO	Ref	1	-15,56	-1,00	15,6	18		

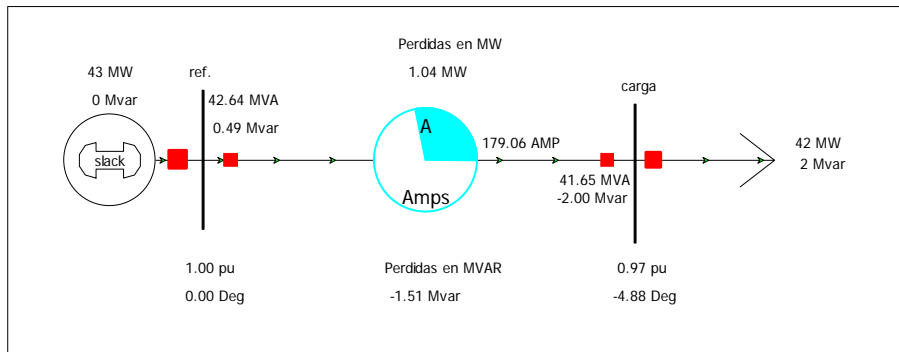
Fuente: Programa *Simulator Power World*

$$\text{Índice regulación de tensión \%} = (|46,74 \text{ Kv} - 69 \text{ Kv}|) / 69 \text{ Kv} \times 100 = \mathbf{32,26\%Reg}$$

**4.2.10. Si L<SIL en un 20%, para línea corta y 138 Kv**

L = 41.6 MW

Figura 62. **Vista unilineal, sistema 138 Kv, línea corta si L<SIL en 20%**



Fuente: Programa *Simulator Power World*

Tabla XIV. **(Flujos de energía), sistema 138 Kv, l. corta, L<SIL en 20%**

BUS	1 Ref	138 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
<b>GENERATOR</b>	1		42,64	0,49R	42,6			
<b>TO</b>	2 Carga	1	42,64	0,49	42,6	28		
<b>BUS</b>	<b>2 Carga</b>	<b>138 Kv</b>	<b>MW</b>	<b>MVAR</b>	<b>MVA</b>	<b>%</b>	<b>0,973 1</b>	<b>-4,88</b>
<b>LOAD</b>	1		41,60	2,00	41,6			
<b>TO</b>	Ref	1	-41,60	-2,00	41,6	18		

Fuente: Programa *Simulator Power World*

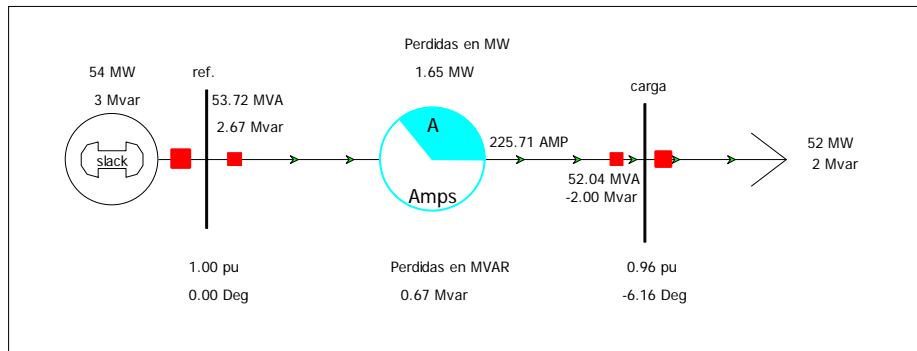
$$\text{Índice regulación de tensión \%} = (I \ 134,29 \text{ Kv} - 138 \text{ Kv}) / 138 \text{ Kv} \times 100 =$$

**2,68%Reg**

#### 4.2.11. Si L=SIL, para línea corta y 138 Kv

L = 52 MW

Figura 63. Vista unilineal, sistema 138 Kv, línea corta si L=SIL



Fuente: Programa *Simulator Power World*

Tabla XV. (Flujos de energía), sistema 138 Kv, l. corta, L=SIL

BUS	1 Ref	138 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
<b>GENERATOR</b>	1		53,65	2,67R	53,7			
<b>TO</b>	2 Carga	1	53,65	2,67	53,7	36		
<b>BUS</b>	<b>2 Carga</b>	<b>138 Kv</b>	<b>MW</b>	<b>MVAR</b>	<b>MVA</b>	<b>%</b>	<b>0,964 6</b>	<b>-6,16</b>
<b>LOAD</b>	1		52,0	2,00	52,0			
<b>TO</b>	Ref	1	-52,0	-2,00	52,0	35		

Fuente: Programa *Simulator Power World*

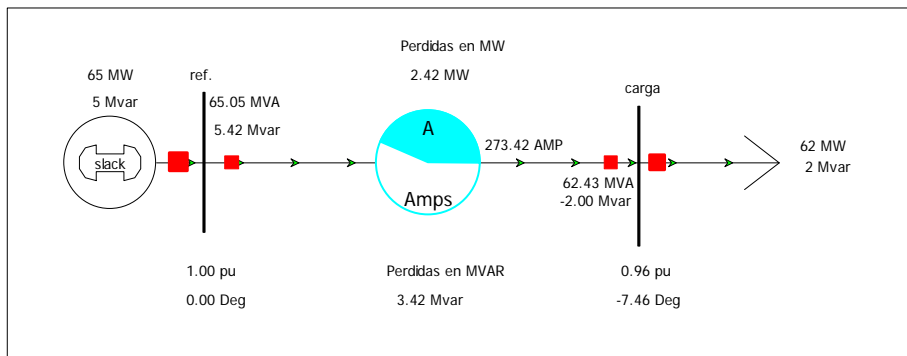
$$\text{Índice regulación de tensión \%} = (|133,11 \text{ Kv} - 138 \text{ Kv}|) / 138 \text{ Kv} \times 100 = \mathbf{3,54\%Reg}$$



**4.2.12. Si L>SIL en un 20%, para línea corta y 138 Kv**

L = 62.4 MW

Figura 64. **Vista unilineal, sistema 138 Kv, línea corta si L>SIL en 20%**



Fuente: Programa *Simulator Power World*

Tabla XVI. **(Flujos de energía), sistema 138 Kv, l. corta, L>SIL en 20%**

BUS	1 Ref	138 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
<b>GENERATOR</b>	1		64,82	5,42R	65,0			
<b>TO</b>	2 Carga	1	64,82	5,42	65,0	43		
<b>BUS</b>	<b>2 Carga</b>	<b>138 Kv</b>	<b>MW</b>	<b>MVAR</b>	<b>MVA</b>	<b>%</b>	<b>0,955 3</b>	<b>-7,16</b>
<b>LOAD</b>	1		62,40	2,00	62,4			
<b>TO</b>	Ref	1	-62,40	-2,00	62,4	42		

Fuente: Programa *Simulator Power World*

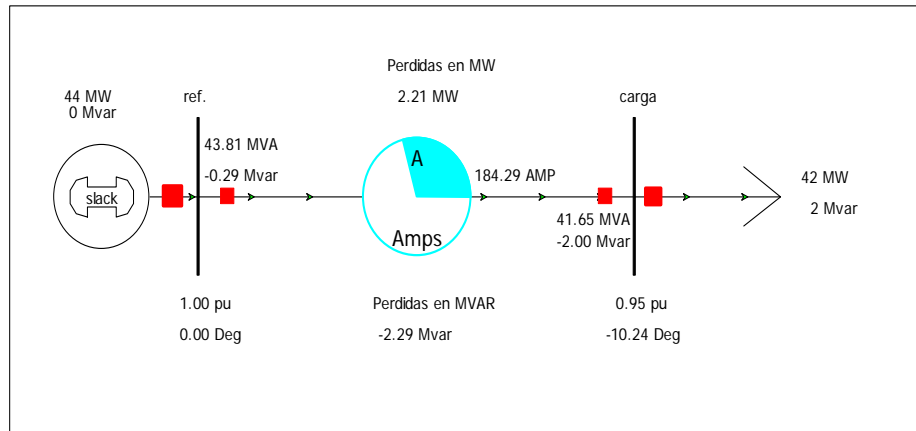
$$\text{Índice regulación de tensión \%} = (|131,83 \text{ Kv} - 138 \text{ Kv}|) / 138 \text{ Kv} \times 100 =$$

$$\mathbf{4,47\%Reg}$$

**4.2.13. Si L<SIL en un 20%, para línea media y 138 Kv**

L = 41.6 MW

Figura 65. **Vista unilineal, sistema 138 Kv, línea media si L<SIL en 20%**



Fuente: Programa *Simulator Power World*

Tabla XVII. **(Flujos de energía), sistema 138 Kv, l. media, L<SIL en 20%**

BUS	1 Ref	138 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
GENERATOR	1		43,81	-0,29R	43,80			
TO	2 Carga	1	43,81	-0,29	43,80	29		
BUS	2 Carga	138 Kv	MW	MVAR	MVA	%	0,945 5	-10,24
LOAD	1		41,60	2,00	41,60			
TO	Ref	1	-41,60	-2,00	41,60	28		

Fuente: Programa *Simulator Power World*

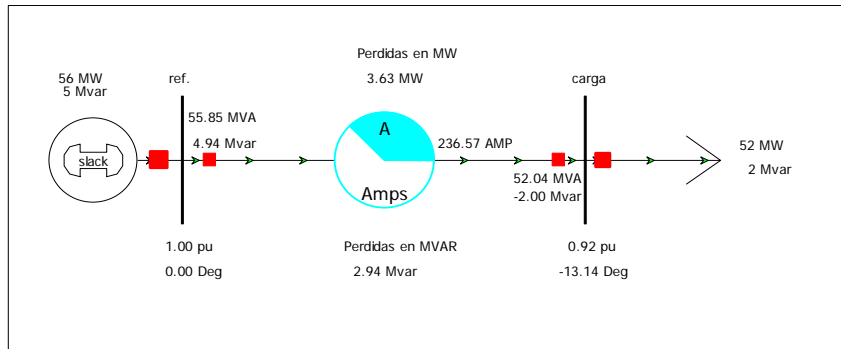
$$\text{Índice regulación de tensión \%} = (|130,48 \text{ Kv} - 138 \text{ Kv}|) / 138 \text{ Kv} \times 100 =$$

$$\mathbf{5,44\%Reg}$$

#### 4.2.14. Si L=SIL, para línea media y 138 Kv

L = 52 MW

Figura 66. Vista unilineal, sistema 138 Kv, línea media si L=SIL



Fuente: Programa *Simulator Power World*

Tabla XVIII. (Flujos de energía), sistema 138 Kv, l. media, L=SIL

BUS	1 Ref	138 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
<b>GENERATOR</b>	1		55,63	4,94R	55,90			
<b>TO</b>	2 Carga	1	55,63	4,94	55,90	37		
<b>BUS</b>	<b>2 Carga</b>	<b>138 Kv</b>	<b>MW</b>	<b>MVAR</b>	<b>MVA</b>	<b>%</b>	<b>0,920 3</b>	<b>-13,14</b>
<b>LOAD</b>	1		52,0	2,00	52,00			
<b>TO</b>	Ref	1	52,0	-2,00	52,00	35		

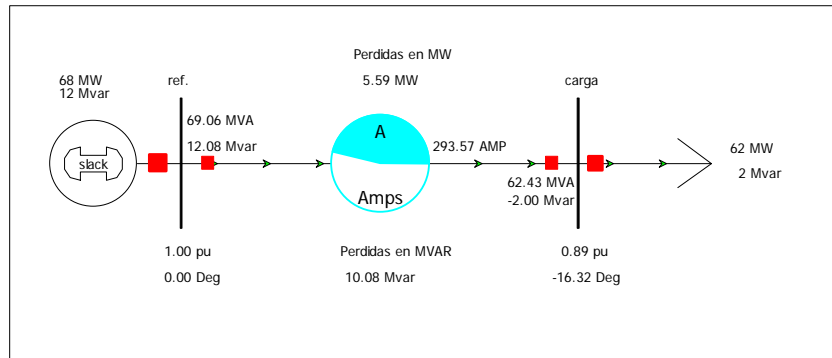
Fuente: Programa *Simulator Power World*

$$\text{Índice regulación de tensión \%} = (|127 \text{ Kv} - 138 \text{ Kv}|) / 138 \text{ Kv} \times 100 = 7,97\% \text{Reg}$$

**4.2.15. Si L>SIL en un 20%, para línea media y 138 Kv**

L = 62.4 MW

Figura 67. **Vista unilineal, sistema 138 Kv, línea media si L>SIL en 20%**



Fuente: Programa *Simulator Power World*

Tabla XIX. **(Flujos de energía), sistema 138 Kv, l. media, L>SIL en 20%**

BUS	1 Ref	138 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
<b>GENERATOR</b>	1		67,99	12,08R	69,1			
<b>TO</b>	2 Carga	1	67,99	12,08	69,1	46		
<b>BUS</b>	<b>2 Carga</b>	<b>138 Kv</b>	<b>MW</b>	<b>MVAR</b>	<b>MVA</b>	<b>%</b>	<b>0,889 7</b>	<b>-16,32</b>
<b>LOAD</b>	1		62,40	2,00	62,4			
<b>TO</b>	Ref	1	62,40	-2,00	62,4	42		

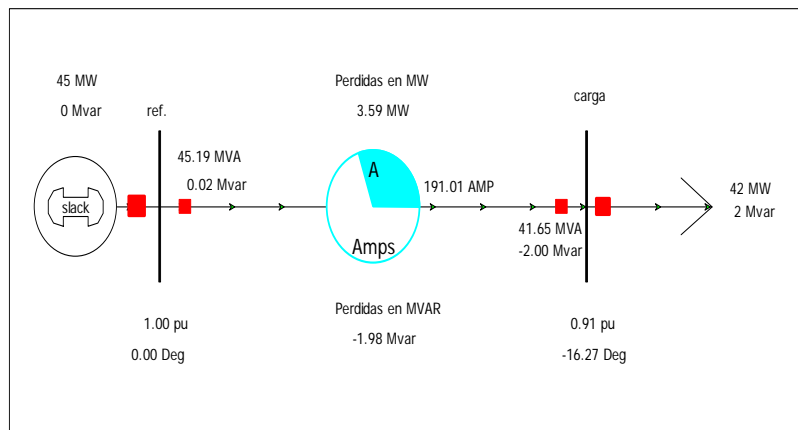
Fuente: Programa *Simulator Power World*

$$\text{Índice regulación de tensión \%} = (| 122,78 \text{ Kv} - 138 \text{ Kv} |) / 138 \text{ Kv} \times 100 = \mathbf{11,02\%Reg}$$

**4.2.16. Si L<SIL en un 20%, para línea larga y 138 Kv**

L = 41.6 MW

Figura 68. **Vista unilineal, sistema 138 Kv, línea larga si L<SIL en 20%**



Fuente: Programa *Simulator Power World*

Tabla XX. **(Flujos de energía), sistema 138 Kv, l. larga, L<SIL en 20%**

BUS	1 Ref	138 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
<b>GENERATOR</b>	1		45,19	0,02R	45,2			
<b>TO</b>	2 Carga	1	45,19	0,02	45,2	30		
<b>BUS</b>	<b>2 Carga</b>	<b>138 Kv</b>	<b>MW</b>	<b>MVAR</b>	<b>MVA</b>	<b>%</b>	<b>0,912 2</b>	<b>-16,27</b>
<b>LOAD</b>	1		41,60	2,00	41,6			
<b>TO</b>	Ref	1	41,60	-2,00	41,6	28		

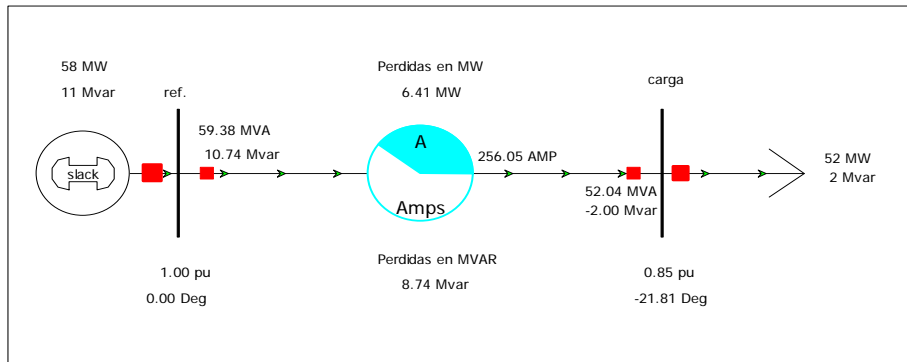
Fuente: Programa *Simulator Power World*

$$\text{Índice regulación de tensión \%} = (|125,89 \text{ Kv} - 138 \text{ Kv}|) / 138 \text{ Kv} \times 100 = \mathbf{8,77\%Reg}$$

**4.2.17. Si L=SIL, para línea larga y 138 Kv**

L = 52 MW

**Figura 69. Vista unilineal, sistema 138 Kv, línea larga si L=SIL**



Fuente: Programa *Simulator Power World*

**Tabla XXI. (Flujo de energía), sistema 138 Kv, l. larga, L=SIL**

BUS	1 Ref	138 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
GENERATOR	1		58,41	10,74R	59,4			
TO	2 Carga	1	58,41	10,74	59,4	40		
BUS	2 Carga	138 Kv	MW	MVAR	MVA	%	0,850 3	-21,81
LOAD	1		52,00	2,00	52,0			
TO	Ref	1	52,00	-2,00	52,0	35		

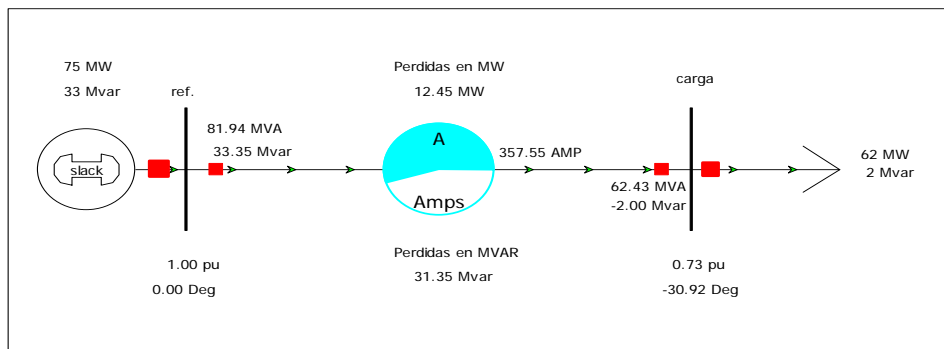
Fuente: Programa *Simulator Power World*

Índice regulación de tensión % =  $(|117,34 \text{ Kv} - 138 \text{ Kv}|) / 138 \text{ Kv} \times 100 =$   
**14,97%Reg**

**4.2.18. Si L>SIL en un 20%, para línea larga y 138 Kv**

L = 62.4 MW

Figura 70. **Vista unilineal, sistema 138 Kv, línea larga si L>SIL en 20%**



Fuente: Programa *Simulator Power World*

Tabla XXII. **(Flujo de energía), sistema 138 Kv, l. larga, L>SIL en 20%**

BUS	1 Ref	138 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
GENERATOR	1		74,85	33,35R	81,9			
TO	2 Carga	1	74,85	33,35	81,9	55		
BUS	2 Carga	138 Kv	MW	MVAR	MVA	%	0,730 5	-30,92
LOAD	1		62,40	2,00	62,4			
TO	Ref	1	-62,40	-2,00	62,4	42		

Fuente: Programa *Simulator Power World*

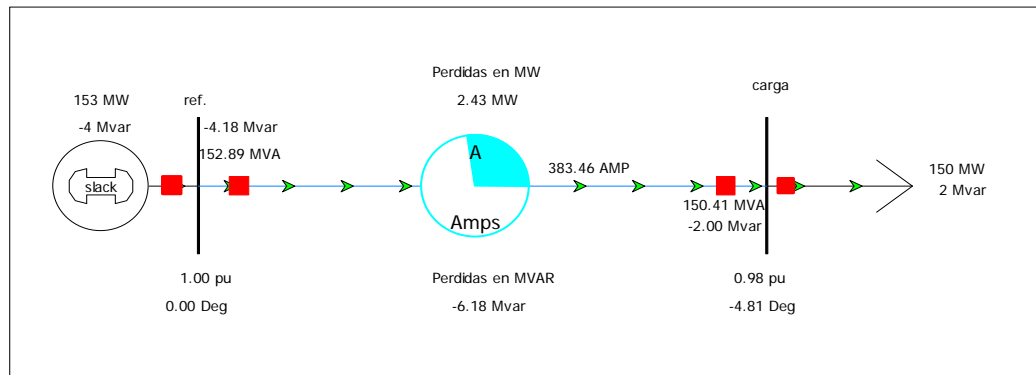
Índice regulación de tensión % =  $(|100,81 \text{ Kv} - 138 \text{ Kv}|) / 138 \text{ Kv} \times 100 =$

**26,94%Reg**

**4.2.19. Si L<SIL en un 20%, para línea corta y 230 Kv**

L = 150.4 MW

Figura 71. **Vista unilineal, sistema 230 Kv, línea corta si L<SIL en 20%**



Fuente: Programa *Simulator Power World*

Tabla XXIII. **(Flujo de energía), sistema 230 Kv, l. corta, L<SIL en 20%**

BUS	1 Ref	230 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
GENERATOR	1		152,83	-4,18R	152,9			
TO	2 Carga	1	152,83	-4,18	152,9	27		
BUS	2 Carga	230 Kv	MW	MVAR	MVA	%	0,984 6	-4,81
LOAD	1		150,40	2,00	150,4			
TO	Ref	1	-150,40	-2,00	150,4	27		

Fuente: Programa *Simulator Power World*

$$\text{Índice regulación de tensión \%} = (| 226,46 \text{ Kv} - 230 \text{ Kv} |) / 230 \text{ Kv} \times 100 =$$

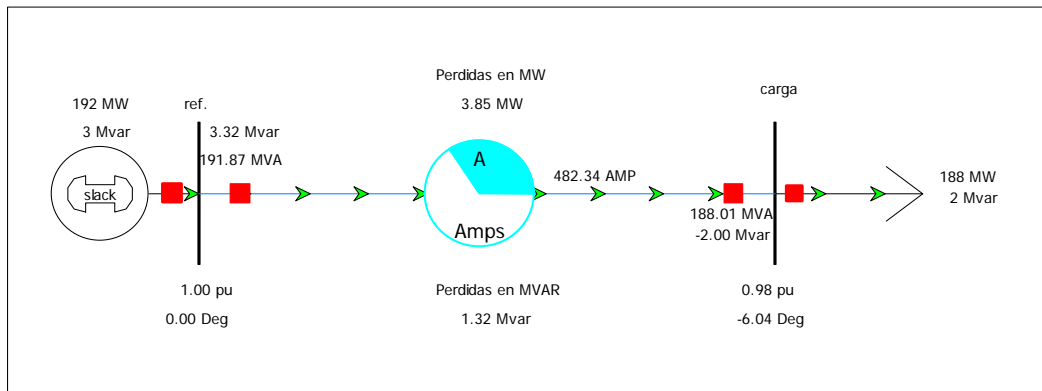
$$\mathbf{1,53\%Reg}$$



#### 4.2.20. Si L=SIL, para línea corta y 230 Kv

L = 188 MW

Figura 72. Vista unilineal, sistema 230 Kv, línea corta si L=SIL en 20%



Fuente: Programa *Simulator Power World*

Tabla XXIV. (Flujo de energía), sistema 230 Kv, l. corta, L<SIL en 20%

BUS	1 Ref	230 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
<b>GENERATOR</b>	1		191,85	-3,32R	191,9			
<b>TO</b>	2 Carga	1	191,85	-3,32	191,9	34		
<b>BUS</b>	<b>2 Carga</b>	<b>230 Kv</b>	<b>MW</b>	<b>MVAR</b>	<b>MVA</b>	<b>%</b>	<b>0,978 5</b>	<b>-6,04</b>
<b>LOAD</b>	1		188,0	2,00	188,4			
<b>TO</b>	Ref	1	-188,0	-2,00	188,4	34		

Fuente: Programa *Simulator Power World*

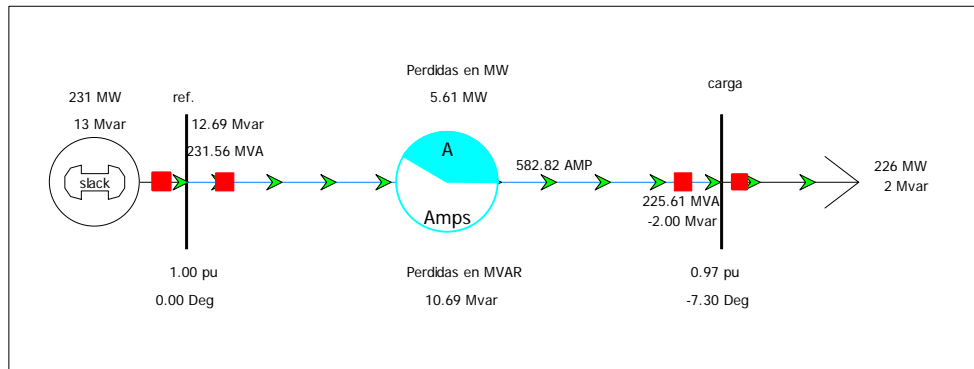
$$\text{Índice regulación de tensión \%} = (| 225,05 \text{ Kv} - 230 \text{ Kv} |) / 230 \text{ Kv} \times 100 =$$

$$\mathbf{2,15\%Reg}$$

**4.2.21. Si L>SIL en un 20%, para línea corta y 230 Kv**

L = 225.6 MW

Figura 73. **Vista unilineal, sistema 230 Kv, línea corta si L>SIL en 20%**



Fuente: Programa *Simulator Power World*

Tabla XXV. **(Flujo de energía), sistema 230 Kv, l. corta, L>SIL en 20%**

BUS	1 Ref	230 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
GENERATOR	1		231,21	-12,69R	231,6			
TO	2 Carga	1	231,21	12,69	231,6	41		
BUS	2 Carga	230 Kv	MW	MVAR	MVA	%	0,971 7	-7,30
LOAD	1		225,6	2,00	225,6			
TO	Ref	1	-225,6	-2,00	225,6	40		

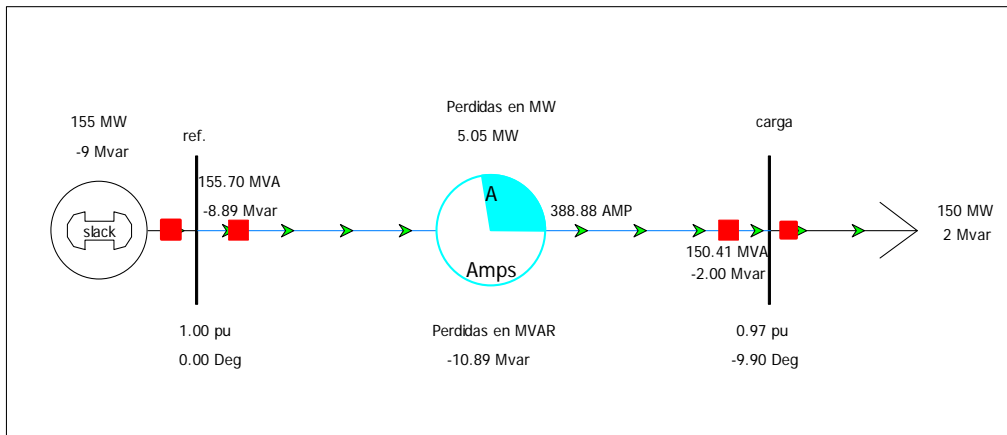
Fuente: Programa *Simulator Power World*

$$\text{Índice regulación de tensión \%} = (|223,49 \text{ Kv} - 230 \text{ Kv}|) / 230 \text{ Kv} \times 100 = \mathbf{2,83\%Reg}$$

**4.2.22. Si L<SIL en un 20%, para línea media y 230 Kv**

L = 150.4 MW

**Figura 74. Vista unilineal, sistema 230 Kv, línea media si L<SIL en 20%**



Fuente: Programa *Simulator Power World*

**Tabla XXVI. (Flujo de energía), sistema 230 Kv, l. media, L<SIL en 20%**

BUS	1 Ref	230 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
<b>GENERATOR</b>	1		155,45	-8,89R	155,7			
<b>TO</b>	2 Carga	1	155,45	-8,89	155,7	28		
<b>BUS</b>	2 Carga	230 Kv	MW	MVAR	MVA	%	0,970 9	-9,90
<b>LOAD</b>	1		150,40	2,00	150,4			
<b>TO</b>	Ref	1	-150,40	-2,00	150,4	27		

Fuente: Programa *Simulator Power World*

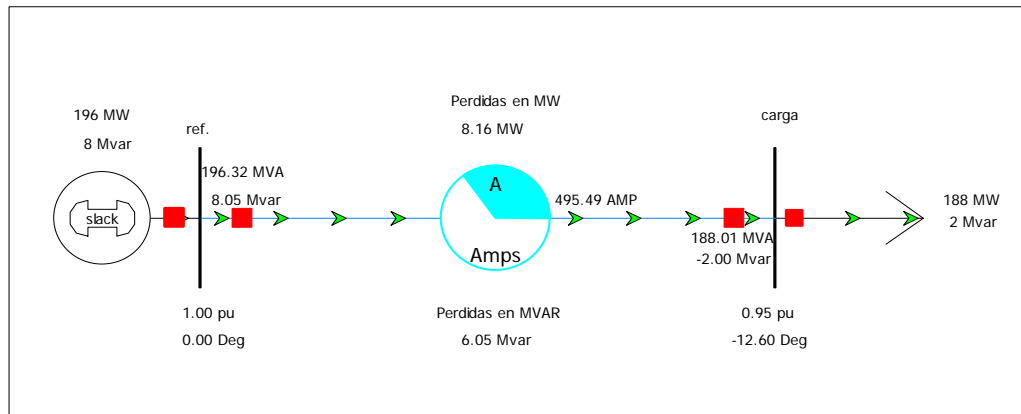
$$\text{Índice regulación de tensión \%} = (| 223,21 \text{ Kv} - 230 \text{ Kv} |) / 230 \text{ Kv} \times 100 =$$

**2,95%Reg**

#### 4.2.23. Si L=SIL, para línea media y 230 Kv

L = 188 MW

Figura 75. Vista unilineal, sistema 230 Kv, línea media si L=SIL



Fuente: Programa *Simulator Power World*

Tabla XXVII. (Flujo de energía), sistema 230 Kv, l. media, L=SIL

BUS	1 Ref	230 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
GENERATOR	1		196,16	8,05R	196,3			
TO	2 Carga	1	196,16	8,05	196,3	35		
BUS	2 Carga	230 Kv	MW	MVAR	MVA	%	0,952 5	-12,60
LOAD	1		188,0	2,00	188,0			
TO	Ref	1	-188,0	-2,00	188,4	34		

Fuente: Programa *Simulator Power World*

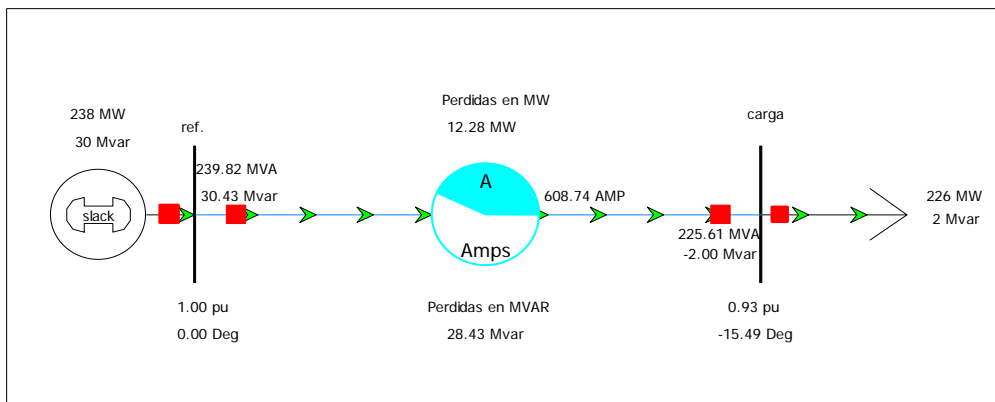
$$\text{Índice regulación de tensión \%} = (| 219,07 \text{ Kv} - 230 \text{ Kv} |) / 230 \text{ Kv} \times 100 =$$

$$\mathbf{4,75\%Reg}$$

**4.2.24. Si L>SIL en un 20%, para línea media y 230 Kv**

L = 225.6 MW

**Figura 76. Vista unilineal, sistema 230 Kv, línea media si L>SIL en 20%**



Fuente: Programa *Simulator Power World*

**Tabla XXVIII. (Flujo de energía), sistema 230 Kv, l. media, L>SIL en 20%**

BUS	1 Ref	230 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
<b>GENERATOR</b>	1		237,88	30,43R	239,8			
<b>TO</b>	2 Carga	1	237,88	30,43	239,8	43		
<b>BUS</b>	<b>2 Carga</b>	<b>230 Kv</b>	<b>MW</b>	<b>MVAR</b>	<b>MVA</b>	<b>%</b>	<b>0,930 3</b>	<b>-15,49</b>
<b>LOAD</b>	1		225,60	2,00	225,6			
<b>TO</b>	Ref	1	-225,60	-2,00	225,6	40		

Fuente: Programa *Simulator Power World*

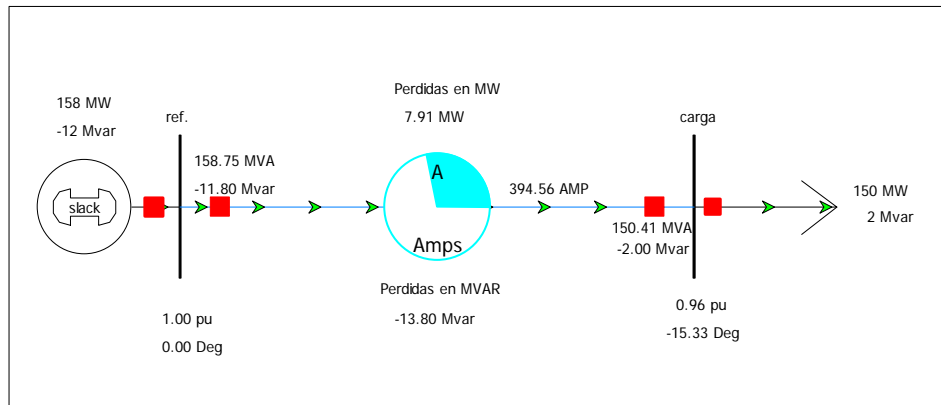
$$\text{Índice regulación de tensión \%} = (| 213,97 \text{ Kv} - 230 \text{ Kv} |) / 230 \text{ Kv} \times 100 =$$

**6,96%Reg**

**4.2.25. Si L<SIL en un 20%, para línea larga y 230 Kv**

L = 150.40 MW

Figura 77. **Vista unilineal, sistema 230 Kv, línea larga si L<SIL en 20%**



Fuente: Programa Simulator Power World

Tabla XXIX. **(Flujo de energía), sistema 230 Kv, l. larga, L<SIL en 20%**

BUS	1 Ref	230 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
<b>GENERATOR</b>	1		158,31	-11,80R	158,7			
<b>TO</b>	2 Carga	1	158,31	-11,80	158,7	28		
<b>BUS</b>	<b>2 Carga</b>	<b>230 Kv</b>	<b>MW</b>	<b>MVAR</b>	<b>MVA</b>	<b>%</b>	<b>0,956 9</b>	<b>-15,33</b>
<b>LOAD</b>	1		150,40	2,00	150,40			
<b>TO</b>	Ref	1	-150,40	-2,00	150,40	27		

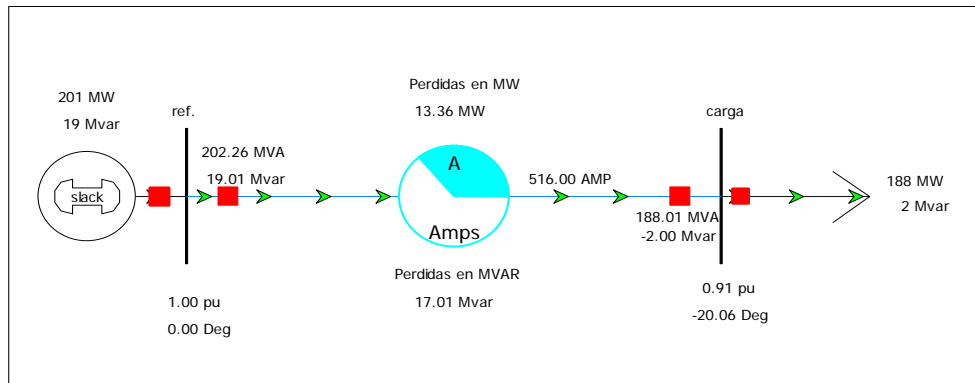
Fuente: Programa Simulator Power World

$$\text{Índice regulación de tensión \%} = (| 220,09 \text{ Kv} - 230 \text{ Kv} |) / 230 \text{ Kv} \times 100 = 4,30\% \text{Reg}$$

**4.2.26. Si L=SIL, para línea larga y 230 Kv**

L = 188 MW

**Figura 78. Vista unilineal, sistema 230 Kv, línea larga si L=SIL**



Fuente: Programa *Simulator Power World*

**Tabla XXX. (Flujo de energía), sistema 230 Kv, l. larga, L=SIL**

BUS	1 Ref	230 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
<b>GENERATOR</b>	1		201,36	19,01R	202,3			
<b>TO</b>	2 Carga	1	201,36	19,01	202,3	36		
<b>BUS</b>	<b>2 Carga</b>	<b>230 Kv</b>	<b>MW</b>	<b>MVAR</b>	<b>MVA</b>	<b>%</b>	<b>0,914 6</b>	<b>-20,06</b>
<b>LOAD</b>	1		188,0	2,00	188,0			
<b>TO</b>	Ref	1	-188,0	-2,00	188,0	34		

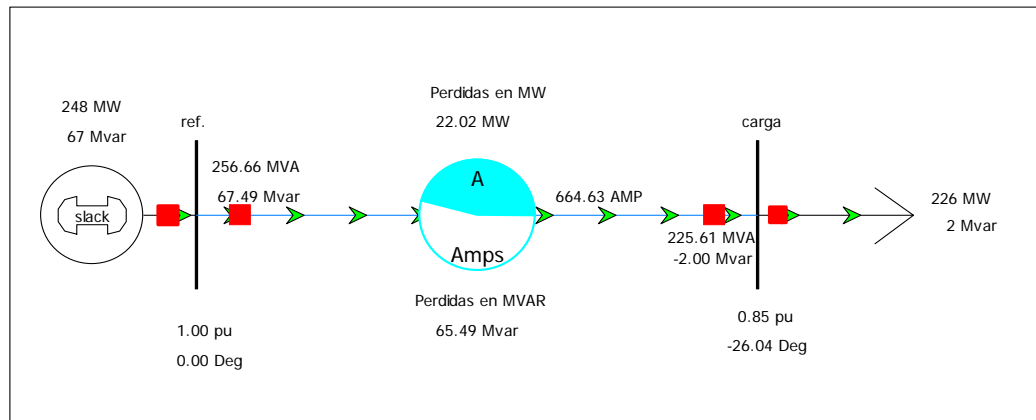
Fuente: Programa *Simulator Power World*

$$\text{Índice regulación de tensión \%} = (| 210,36 \text{ Kv} - 230 \text{ Kv} |) / 230 \text{ Kv} \times 100 = \mathbf{8,53\% \text{Reg}}$$

**4.2.27. Si L>SIL en un 20%, para línea larga y 230 Kv**

L = 225.6 MW

**Figura 79. Vista unilineal, sistema 230 Kv, línea larga si L>SIL en 20%**



Fuente: Programa *Simulator Power World*

**Tabla XXXI. (Flujo de energía), sistema 230 Kv, l. larga, L>SIL en 20%**

BUS	1 Ref	230 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
GENERATOR	1		247,62	67,49R	256,7			
TO	2 Carga	1	247,62	67,49	256,7	46		
BUS	2 Carga	230 Kv	MW	MVAR	MVA	%	0,852 1	-26,04
LOAD	1		225,6	2,00	225,6			
TO	Ref	1	-225,6	-2,00	225,6	40		

Fuente: Programa *Simulator Power World*

$$\text{Índice regulación de tensión \%} = (|195,98 \text{ Kv} - 230 \text{ Kv}|) / 230 \text{ Kv} \times 100 = \mathbf{14,79\%Reg}$$



**4.3. Ahora se presenta un análisis al variar de fp de potencia en la carga en 0,8, 0,9 y 1. Y se obtienen los siguientes resultados de nivel de tensión y el % de regulación.**

**Tabla XXXII. Análisis de resultados (sin compensación)**

SIL (MW)		NT Fp=0,8 0,95 -1	NT Fp=0,9 0,95-1	NT Fp=1,0 0,95 -1	%Reg. Fp=0,8 5%	%Reg. Fp=0,9 5%	%Reg. Fp=1,0 5%	Long. línea
10,4	SIL<L 20%	0,970 0	0,972 6	0,974 8	<b>3,00</b>	<b>2,73**</b>	<b>2,52</b>	Línea corta 69 Kv
10,4	SIL=L	0,964 7	0,967 7	0,970 8	<b>3,53</b>	<b>3,23</b>	<b>2,91</b>	Línea corta 69 Kv
10,4	SIL>L 20%	0,958 9	0,962 7	0,966 7	<b>3,31</b>	<b>3,72</b>	<b>3,33</b>	Línea corta 69 Kv
13	SIL<L 20%	0,951 9	0,957 5	0,963 3	4,81	4,24	<b>3,66</b>	Línea media 69 Kv
13	SIL=L	<b>0,937 9</b>	<b>0,945 7</b>	0,953 6	<b>6,20**</b>	5,43	4,63	Línea media 69 Kv
13	SIL>L 20%	<b>0,922 5</b>	<b>0,932 2</b>	<b>0,942 7</b>	<b>7,75</b>	<b>6,78</b>	<b>5,72</b>	Línea media 69 Kv
15,6	SIL<L 20%	0,951 9	0,962 6	0,973 3	4,81	<b>3,73</b>	<b>2,66</b>	Línea larga 69 Kv
15,6	SIL=L	<b>0,922 2</b>	<b>0,938 3</b>	0,955 3	<b>7,78</b>	<b>6,15</b>	4,47	Línea larga 69 Kv
15,6	SIL>L 20%	<b>0,893 0</b>	<b>0,915 0</b>	<b>0,936 1</b>	<b>10,69</b>	<b>8,49</b>	<b>6,39**</b>	Línea larga 69 kv
41,6	SIL<L 20%	0,982 6	0,984 8	0,987 2	<b>1,73</b>	<b>1,51</b>	<b>1,28</b>	Línea corta 138 Kv
41,6	SIL=L	0,977 1	0,980 0	0,983 1	<b>2,29**</b>	<b>2,00</b>	<b>1,68</b>	Línea corta 138 Kv
41,6	SIL>L 20%	0,971 8	0,975 3	0,979 2	<b>2,83</b>	<b>2,47</b>	<b>2,08</b>	Línea corta 138 Kv
52	SIL<L 20%	0,970 7	0,976 3	0,982 0	<b>2,92</b>	<b>2,36</b>	<b>1,80</b>	Línea media138 Kv
52	SIL=L	0,956 8	0,967 3	0,974 6	4,31	<b>3,26</b>	<b>2,53</b>	Línea media138 Kv
52	SIL>L 20%	0,941 2	0,951 5	0,961 9	5,87	4,84	<b>3,81</b>	Línea media138 Kv
62,4	SIL<L 20%	0,963 8	0,974 3	0,984 7	<b>3,61</b>	<b>2,57</b>	<b>1,52</b>	Línea larga 138 Kv
62,4	SIL=L	0,936 4	0,951 6	0,967 0	<b>6,36</b>	4,84	<b>3,30</b>	Línea larga 138 Kv
62,4	SIL>L 20%	0,902 7	0,955 3	0,946 5	<b>9,73</b>	<b>7,45**</b>	<b>5,34**</b>	Línea larga 138 Kv
150,4	SIL<L 20%	0,991 4	0,992 9	0,994 6	<b>0,86</b>	<b>0,70</b>	<b>0,54</b>	Línea corta 230 Kv
150,4	SIL=L	0,987 6	0,989 7	0,991 8	<b>1,23</b>	<b>1,03</b>	<b>0,81</b>	Línea corta 230 Kv
150,4	SIL>L 20%	0,983 6	0,986 2	0,988 9	<b>1,64</b>	<b>1,36</b>	<b>1,10</b>	Línea corta 230 Kv
188	SIL<L 20%	0,989 4	0,993 4	0,997 4	<b>1,06</b>	<b>0,66</b>	<b>0,25</b>	Línea media 230 Kv
188	SIL=L	0,979 2	0,984 8	0,990 5	<b>2,07</b>	<b>1,51</b>	<b>0,94</b>	Línea media 230 Kv
188	SIL>L 20%	0,967 2	0,975 4	0,982 9	<b>3,21</b>	<b>2,46**</b>	<b>1,70</b>	Línea media230 Kv
225,6	SIL<L 20%	0,994 2	1,001 7	1,009 3	<b>0,58**</b>	<b>0,04</b>	<b>0,04</b>	Línea larga 230 Kv
225,6	SIL=L	0,973 4	0,958 9	0,996 4	<b>2,57</b>	<b>1,45</b>	<b>0,36</b>	Línea larga 230 Kv
225,6	SIL>L 20%	0,950 3	0,966 3	0,981 6	4,97	<b>3,36</b>	<b>1,83**</b>	Línea larga 230 Kv

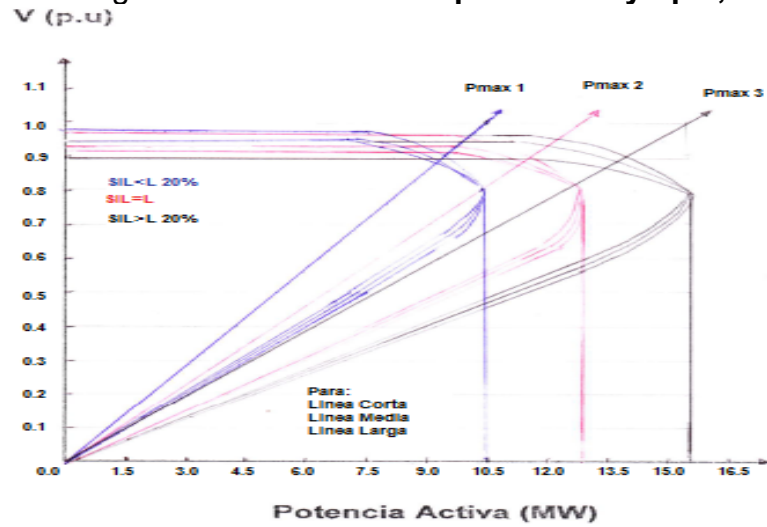
Lo que está en negrilla, es lo que no cumple con las normas, por consiguiente hay que compensar con energía reactiva. Los sistemas que tienen (\*\*) se ejemplifican más adelante.

Fuente: elaboración propia

## CURVAS P-V

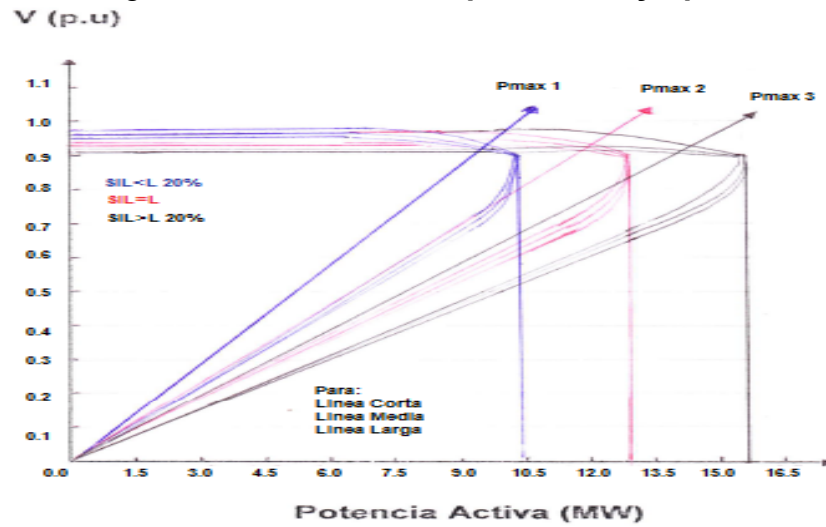
Para ver el comportamiento del sistema

Figura 80. Curvas P-V para 69 Kv y Fp 0,8



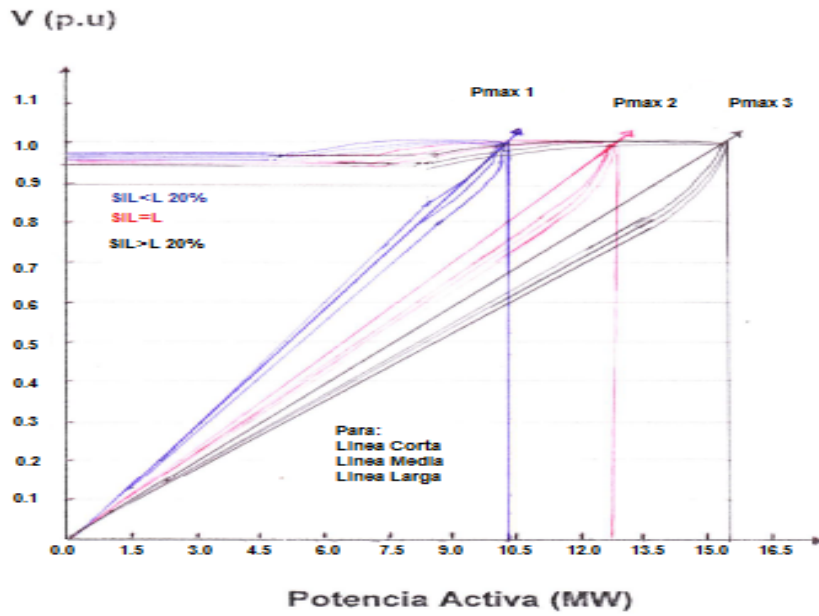
Fuente: Propia

Figura 81. Curvas P-V para 69 Kv y Fp 0,9



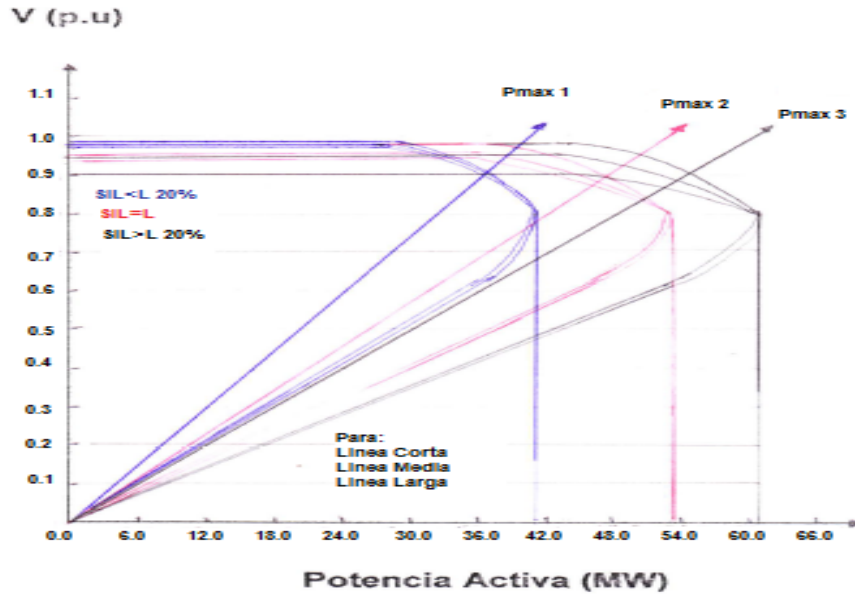
Fuente: Propia

Figura 82. Curvas P-V para 69 Kv y Fp 1,0



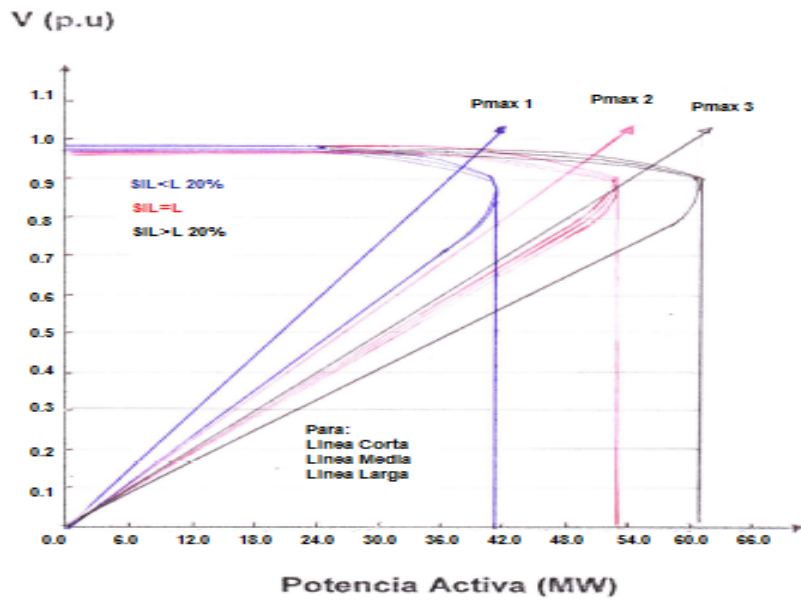
Fuente: Propia

Figura 83. Curvas P-V para 138 Kv y Fp 0,8



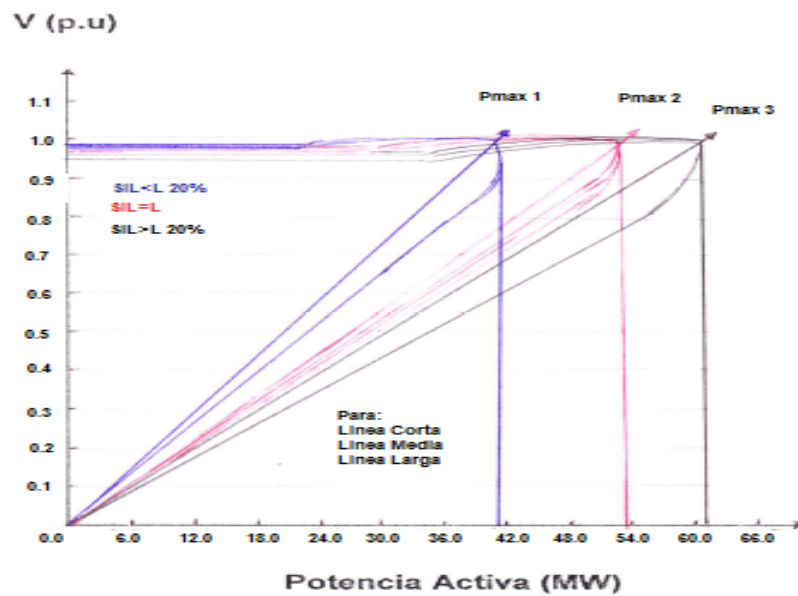
Fuente: Propia

Figura 84. Curvas P-V para 138 Kv y Fp 0,9



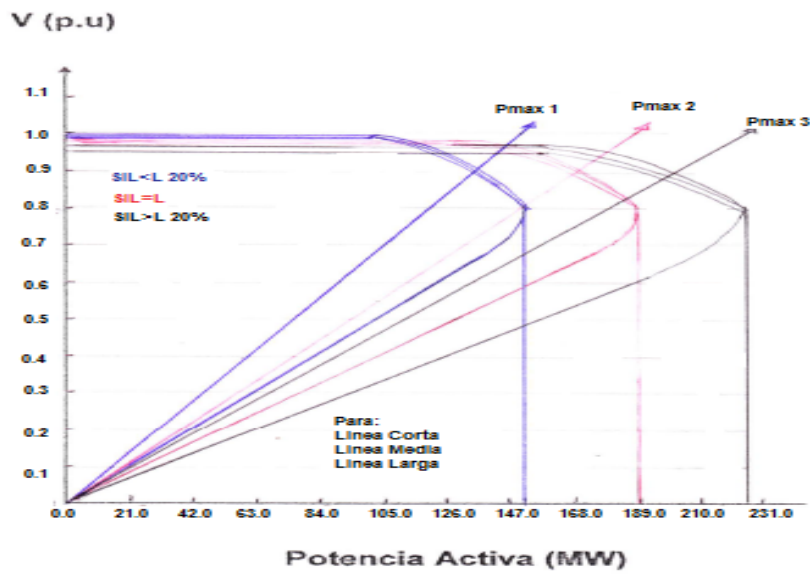
Fuente: Propia

Figura 85. Curvas P-V para 138 Kv y Fp 1,0



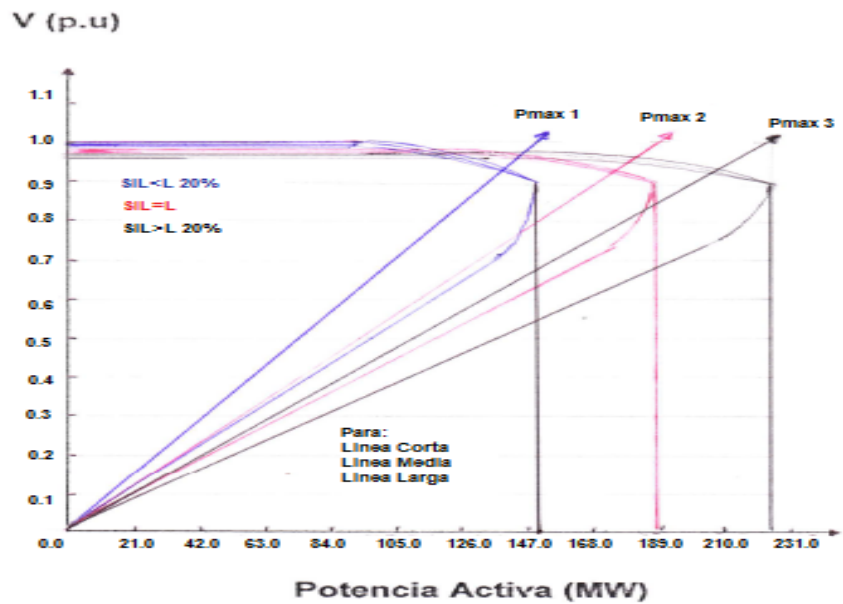
Fuente: Propia

Figura 86. Curvas P-V para 230 Kv y Fp 0,8



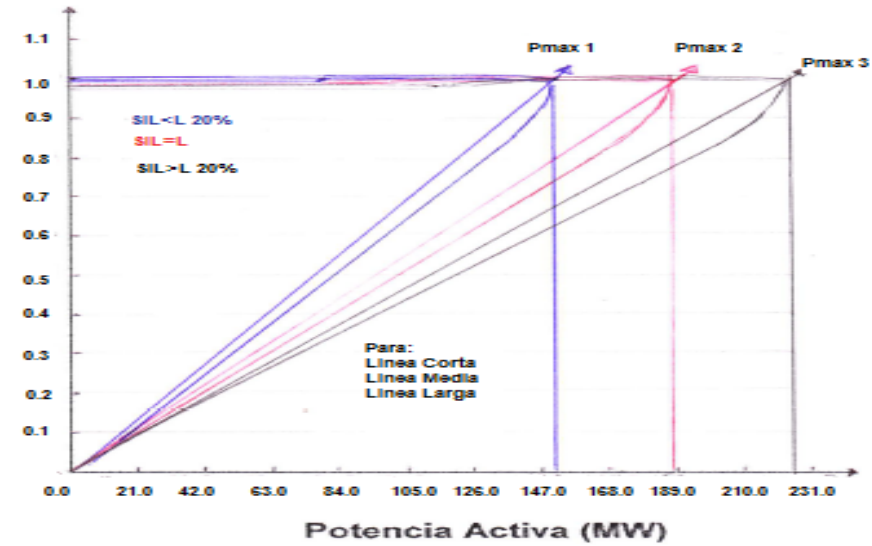
Fuente: Propia

Figura 87. Curvas P-V para 230 Kv y Fp 0,9



Fuente: Propia

Figura 88. Curvas P-V para 230 Kv y Fp 1,0

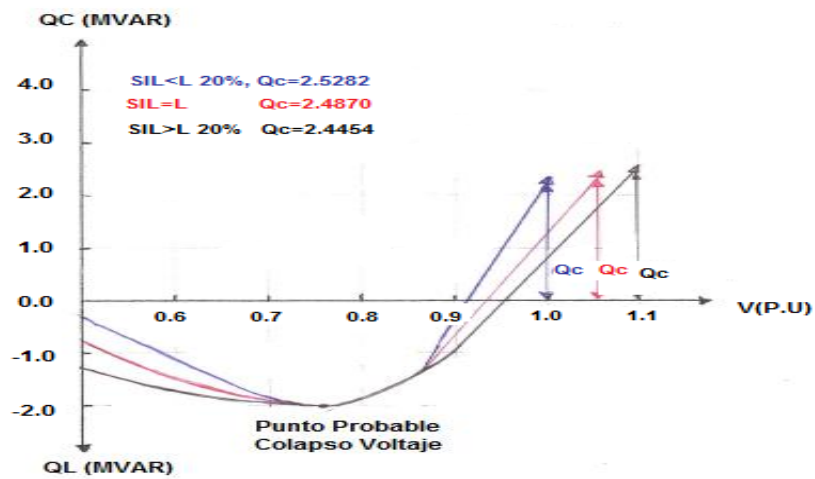


Fuente: Propia

### CURVAS Q-V

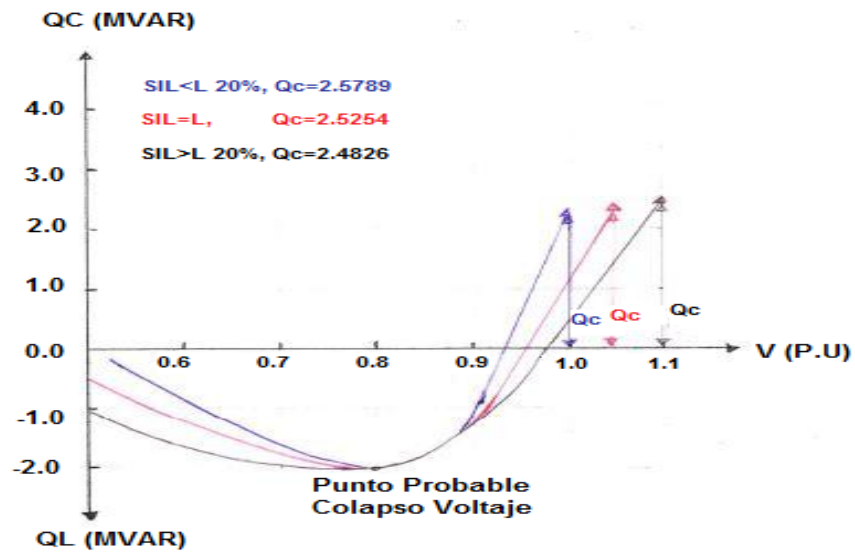
Para ver el comportamiento del sistema.

Figura 89. Curvas Q-V para 69 Kv y Fp 0,8



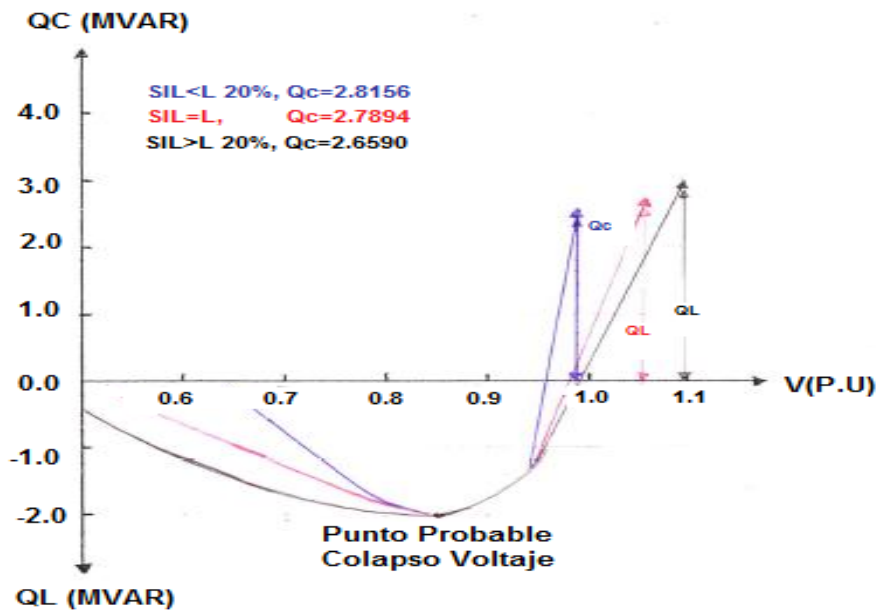
Fuente: Propia

Figura 90. Curvas Q-V para 69 Kv y Fp 0,9



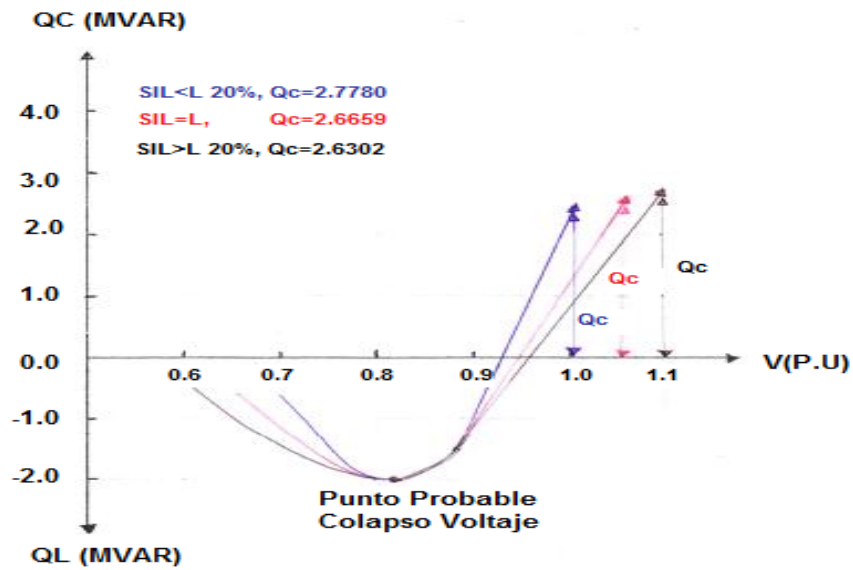
Fuente: Propia

Figura 91. Curvas Q-V para 69 Kv y Fp 1,0



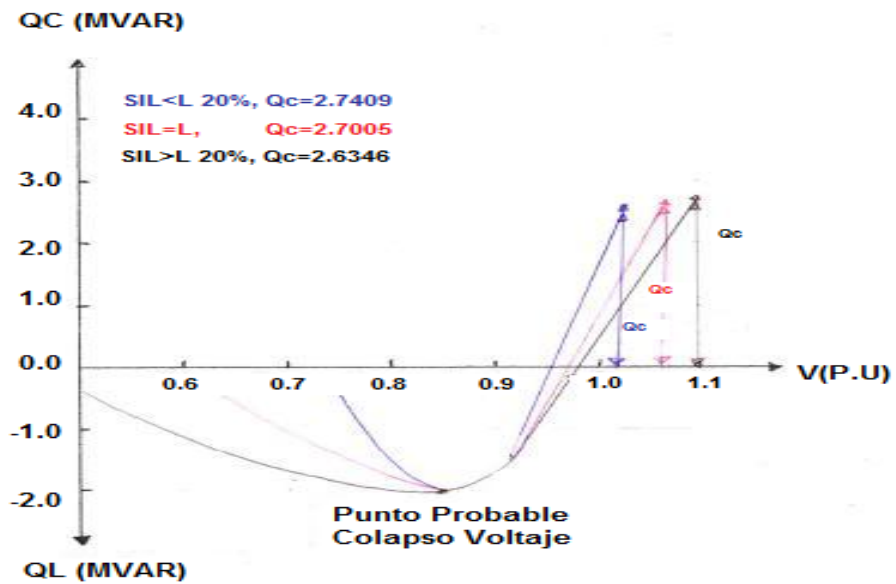
Fuente: Propia

Figura 92. Curvas Q-V para 138 Kv y Fp 0,8



Fuente: Propia

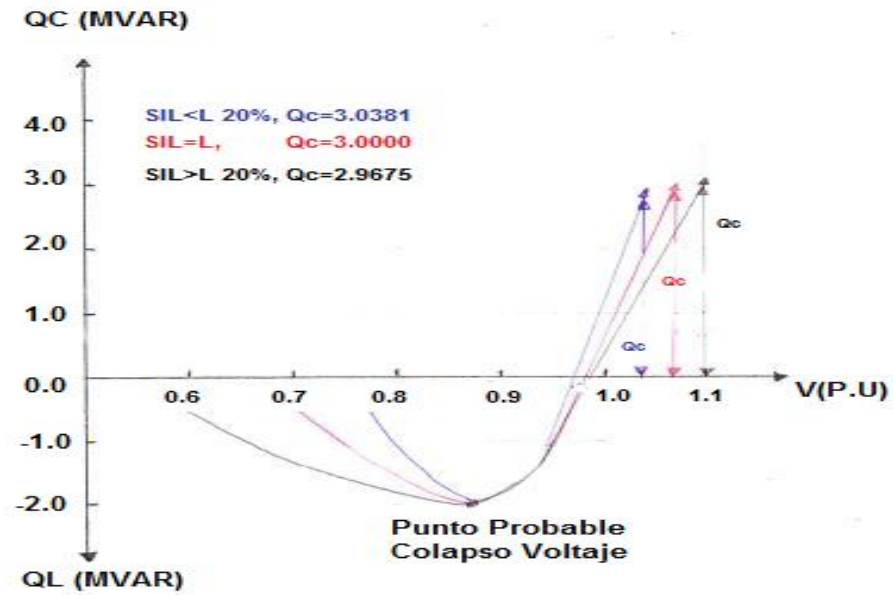
Figura 93. Curvas Q-V para 138 Kv y Fp 0,9



Fuente: Propia

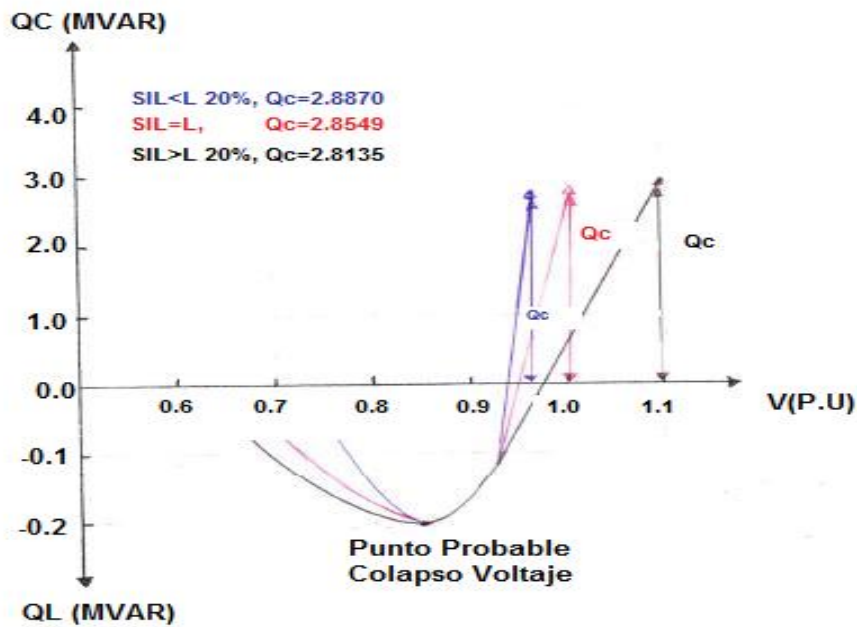


Figura 94. Curvas Q-V para 138 Kv y Fp 1,0



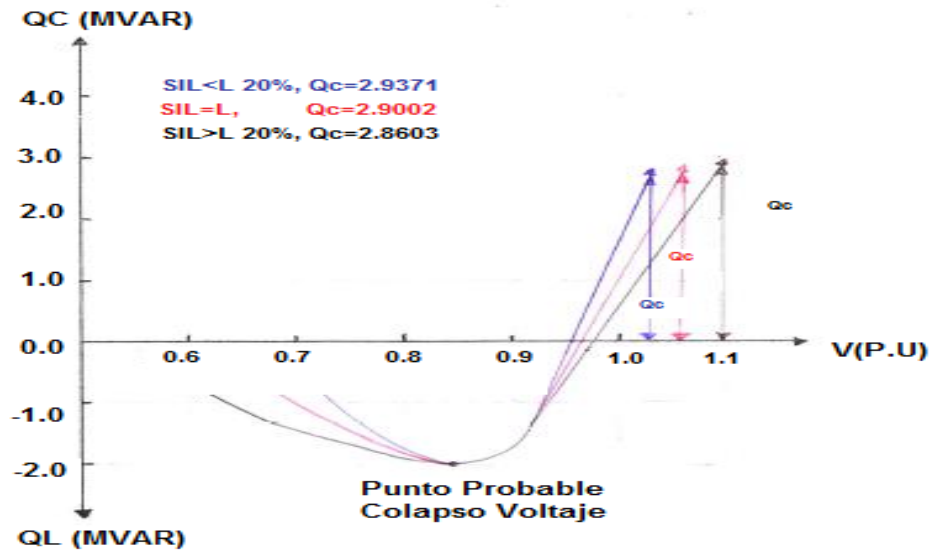
Fuente: Propia

Figura 95. Curvas Q-V para 230 Kv y Fp 0,8



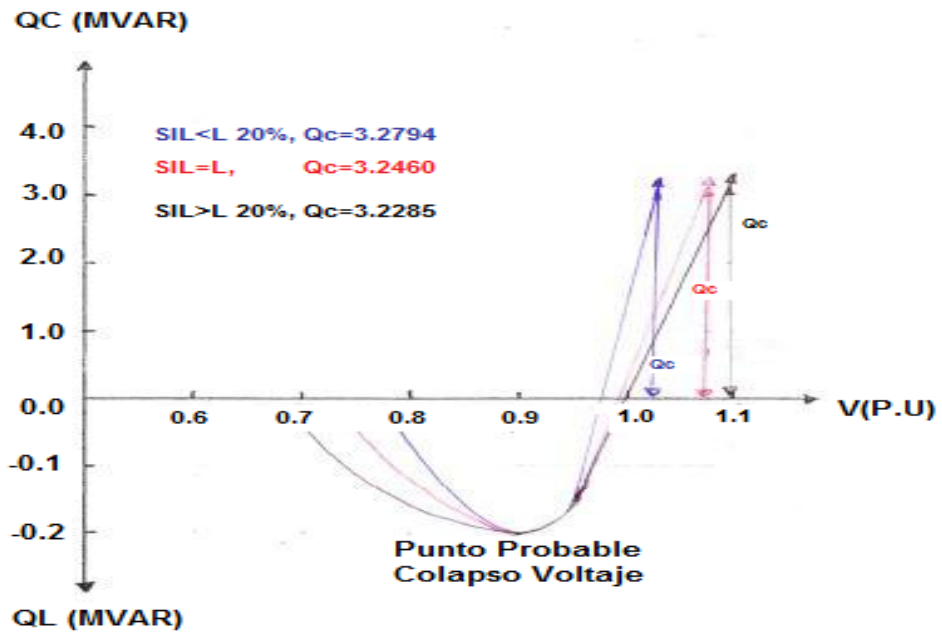
Fuente: Propia

Figura 96. Curvas Q-V para 230 Kv y Fp 0,9



Fuente: Propia

Figura 97. Curvas Q-V para 230 Kv y Fp 1,0



Fuente: Propia

#### **4.4. Metodologías para el dimensionamiento óptimo para el banco de capacitores en sistemas de transmisión de potencia**

A medida que los sistemas eléctricos de potencia crecen la compensación reactiva se hace cada vez más necesaria para lograr niveles adecuados de tensión y capacidad de transmisión. Para el adecuado control de la potencia reactiva es necesario prever la instalación considerando un conjunto de escenarios futuros. Dada la alta complejidad y dinamismo de los sistemas él determinar el tipo, ubicación y dimensionamiento óptimo para los dispositivos de compensación como lo es un banco de capacitores con esto se puede localizar estratégicamente los bancos de compensación reactiva para poder soportar los perfiles de tensión y así como la corrección del factor de potencia, mientras se minimizan los costes de instalación y los costes de operación a medio plazo.

Esto le da al usuario la flexibilidad de controlar el proceso de ubicación de compensación y simultáneamente ver los resultados.

##### **4.4.1. Metodología de optimización**

En los últimos años se ha dado mucha atención al problema de obtener flujos de potencia óptimos y se han publicado diversos métodos de optimización en sistemas de potencia cada una introduciendo nuevas técnicas otras modificando los métodos matemáticos utilizados. Para el caso de manejo de potencia reactiva se han utilizado técnicas que van desde el ensayo y error pasando por el análisis de sensibilidades y técnicas de optimización matemática muy diversas siendo éste un área aún de investigación.

Entre las técnicas utilizadas cabe destacar la programación lineal programación no lineal y los algoritmos genéticos.

Dado que las ecuaciones de los flujos de potencia son problemas matemáticos convexos las matemáticas convencionales tienden a converger a una solución local no siendo el caso de los algoritmos genéticos que tienden a converger en soluciones globales.

El segundo problema es la presencia de variables enteras en los sistemas de potencia reales (posiciones fijas de taps, cantidad de bancos de capacitores/reactores, posiciones de tensiones de generación), por lo que hace difícil la asignación de resultados directamente con las metodologías tradicionales.

El tercero es el problema de convergencia dado que la programación lineal y la no lineal pueden no converger por problemas de diversa índole no siendo el caso de los algoritmos genéticos que siempre encuentran una solución. La alta versatilidad de la función objetivo en los algoritmos genéticos hace de éste una metodología atractiva para su análisis.

#### **4.4.2. Dispositivos que influyen en el balance de potencia reactiva**

Para una adecuada generación y flujo de potencia reactiva se deben considerar:

- La variación de la tensión de generación
- La variación de los taps en los transformadores
- Conexión y desconexión de bancos de capacitores y reactores

- Configuración de los compensadores estáticos (SVC)
- La configuración de la red y el despacho de generación

#### **4.4.3. Beneficios obtenidos en el dimensionamiento óptimo de dispositivos de compensación reactiva**

- a. Reducción de pérdidas de transmisión
- b. Mejora de perfil de tensiones
- c. Mejorar la utilización de la capacidad de transmisión
- d. Aumento de los márgenes de reserva de potencia reactiva frente a eventuales perturbaciones
- e. Minimizar costos de operación del sistema
- f. Mejor el margen de estabilidad transitoria

Es por ello que una adecuada asignación obtiene beneficios económicos y técnicos.

#### **4.4.4. Inserción de elementos de compensación de energía reactiva**

Los elementos de compensación en el sistema anterior van a consistir en condensadores *Shunt* para proveer potencia reactiva en (MVAR), al sistema y se utilizará compensación estática de reactivos (SVC), este sistema reacciona rápidamente proporcionando la energía reactiva requerida para controlar las variaciones dinámicas de tensión, en diferentes condiciones del sistema y así, mejorando el rendimiento del sistema eléctrico de generación y transporte.

La instalación de equipos SVC en uno o más puntos seleccionados de la red puede aumentar la capacidad de transporte y reducir las pérdidas a la vez que mantiene unos niveles estables de tensión en las distintas situaciones de la red.

Adicionalmente, el SVC puede reducir las oscilaciones de potencia activa por medio de la modulación de la amplitud de la tensión.

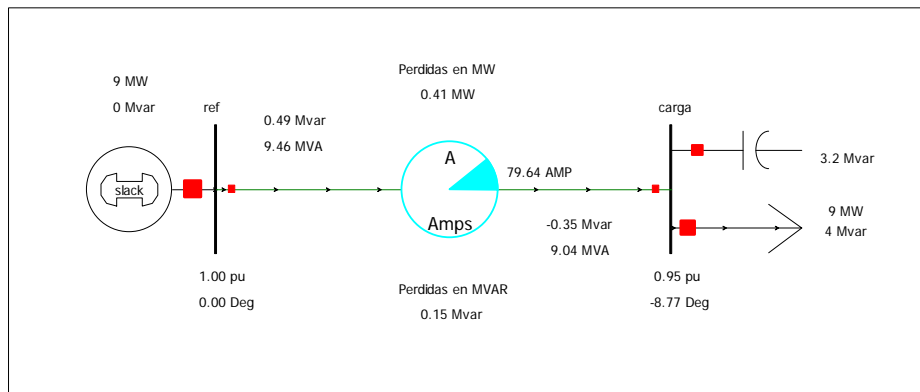
Estos condensadores *Shunt* pueden instalarse en cualquier parte de la red con el fin de compensar potencia reactiva capacitiva que puede generarse; por ejemplo, en líneas eléctricas poco cargadas y de grandes longitudes.

#### 4.5. Análisis teórico de compensación reactiva en algunos ejemplos que no cumplieron con las normas de regulación de tensión

##### 4.5.1. Compensación de energía reactiva para un sistema con $F_p=0,8$ y $SIL=SIL$ para línea media de 69 Kv

$$P = (62,13 \text{ KV})(208,75 \text{ Amp})\text{Cos}(0,8) = 9,03 \text{ MW}$$

Figura 98. Sistema compensado  $F_p 0,8$ , 69 Kv, línea media si  $L=SIL$



Fuente: Programa *Simulator Power World*

Tabla XXXIII. (Flujo de energía),  $F_p 0,8$ , sistema 69 Kv, l. media,  $L=SIL$

BUS	1 Ref	69 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
GENERATOR	1		9,44	0,49R	9,50			
TO	2 Carga	1	9,44	0,49	9,50	11		
BUS	2 Carga	69 Kv	MW	MVAR	MVA	%	0,950 0	-8,97
LOAD	1		9,03	2,00	9,70			
SWITCHEND SHUNT			0,00	3,15	3,20			
TO	Ref	1	-9,03	-0,35	9,00	11		

Fuente: Programa *Simulator Power World*

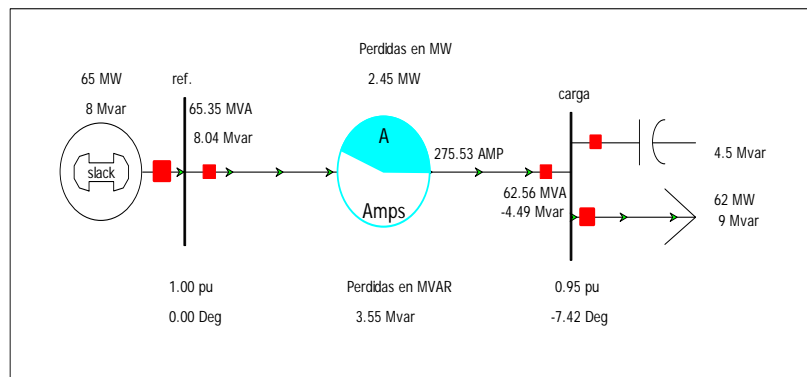
$$\text{Índice de regulación de tensión \%} = (|65,50 \text{ Kv} - 69 \text{ Kv}|) / 69 \text{ Kv} \times 100 =$$

**5,07%Reg**

**4.5.2. Compensación de energía reactiva para un sistema con Fp=0,8 y SIL=SIL para línea corta de 138 Kv**

$$P = (133,11 \text{ KV})(393,65 \text{ Amp})\text{Cos}(0,8) = 36,5 \text{ MW}$$

Figura 99. **Sistema compensado Fp 0,8, 138 Kv, línea corta si L=SIL**



Fuente: Programa *Simulator Power World*

Tabla XXXIV. **(Flujo de energía), Fp 0,8, sistema 138 Kv, l. corta, L=SIL**

BUS	1 Ref	138 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
<b>GENERATOR</b>	1		64,85	8,04R	65,3			
<b>TO</b>	2 Carga	1	64,85	8,04	65,3	44		
<b>BUS</b>	2 Carga	138 Kv	MW	MVAR	MVA	%	0,950 0	-7,42
<b>LOAD</b>	1		62,40	9,00	63,0			
<b>SWITCHEND SHUNT</b>			0,00	4,51	4,5			
<b>TO</b>	Ref	1	-62,40	-4,49	62,6	42		

Fuente: Programa *Simulator Power World*

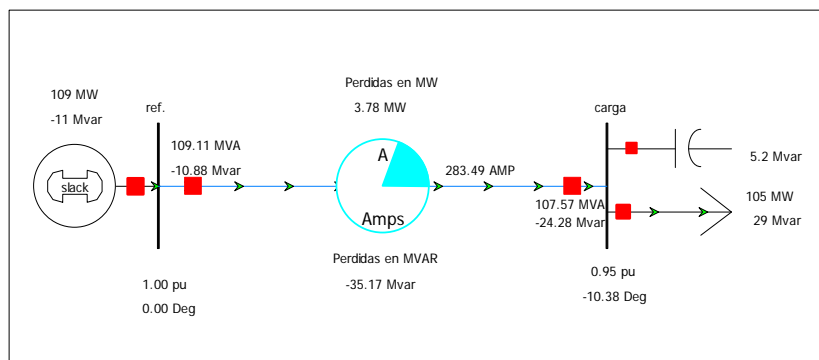
$$\text{Índice de regulación de tensión \%} = (|131,09 \text{ Kv} - 138 \text{ Kv}|) / 138 \text{ Kv} \times 100 = \mathbf{5,00\%Reg}$$



**4.5.3. Compensación de energía reactiva para un sistema con  $F_p=0,8$  y  $SIL < SIL$  en 20% para línea larga de 230 Kv**

$$P=(220,01 \text{ KV})(683,65 \text{ Amp})\text{Cos}(0,8)=104,79 \text{ MW}$$

Figura 100. **Sistema compensado  $F_p$  0,8, 230 Kv, línea larga si  $L < SIL$  en 20%**



Fuente: Programa *Simulator Power World*

Tabla XXXV. **(Flujo de energía),  $F_p$  0,8, sistema 230 Kv, l. larga,  $L < SIL$  en 20%**

BUS	1 Ref	230 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
GENERATOR	1		108,57	-10,88R	109,1			
TO	2 Carga	1	108,57	-10,88	109,1	19		
BUS	2 Carga	230 Kv	MW	MVAR	MVA	%	0,950 0	-10,38
LOAD	1		104,79	29,50	108,9			
SWITCHEND SHUNT			0,00	5,52	5,2			
TO	Ref	1	-104,79	-24,28	107,6	19		

Fuente: Programa *Simulator Power World*

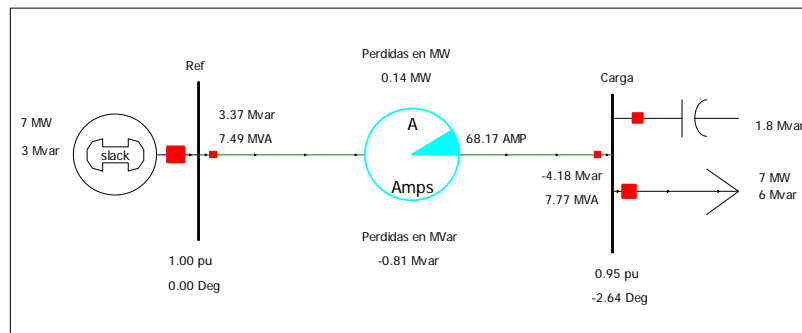
$$\text{Índice de regulación de tensión \%} = (|218,5 \text{ Kv} - 230 \text{ Kv}|) / 230 \text{ Kv} \times 100 =$$

**5,00%Reg**

**4.5.4. Compensación de energía reactiva para un sistema con  $F_p=0,9$  y  $SIL < SIL$  en 20% para línea corta de 69 Kv**

$$P=(66,28 \text{ KV})(159 \text{ Amp})\text{Cos}(0,9)=6,55 \text{ MW}$$

Figura 101. **Sistema compensado  $F_p 0,9$ , 69 Kv, línea corta si  $L < SIL$  en 20%**



Fuente: Programa *Simulator Power World*

Tabla XXXVI. **(Flujo de energía),  $F_p 0,9$ , sistema 69 Kv, l. corta,  $L < SIL$  en 20%**

BUS	1 Ref	69 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
GENERATOR	1		6,69	3,37R	7,5			
TO	2 Carga	1	6,69	3,37	7,5	9		
BUS	2 Carga	69 Kv	MW	MVAR	MVA	%	0,935 5	-2,64
LOAD	1		6,55	6,00	8,9			
SWITCHEND SHUNT			0,00	1,82	1,8			
TO	Ref	1	-6,55	-4,18	7,8	9		

Fuente: Programa *Simulator Power World*

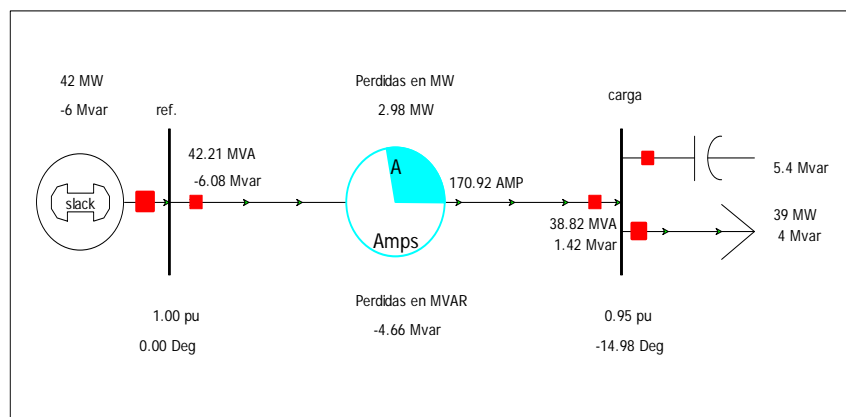
$$\text{Índice de regulación de tensión \%} = (|65,5 \text{ Kv} - 69 \text{ Kv}|) / 69 \text{ Kv} \times 100 =$$

**5,00%Reg**

**4.5.5. Compensación de energía reactiva para un sistema con  $F_p=0,9$  y  $SIL>SIL$  en 20% para línea larga de 138 Kv**

$$P=(100,81 \text{ KV})(619,28 \text{ Amp})\text{Cos}(0,9)=38,80 \text{ MW}$$

Figura 102. **Sistema compensado  $F_p$  0,9, 138 Kv, línea larga si  $L>SIL$  en 20%**



Fuente: Programa *Simulator Power World*

Tabla XXXVII. **(Flujo de energía),  $F_p$  0,9, sistema 138 Kv, l. larga,  $L>SIL$  en 20%**

BUS	1 Ref	138 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
GENERATOR	1		41,77	-6,08R	42,2			
TO	2 Carga	1	41,77	-6,08	42,2	28		
BUS	2 Carga	138 Kv	MW	MVAR	MVA	%	0,950 0	-14,98
LOAD	1		38,80	4,00	39,0			
SWITCHEND SHUNT			0,00	5,42	5,40			
TO	Ref	1	-38,79	-1,42	38,80	26		

Fuente: Programa *Simulator Power World*

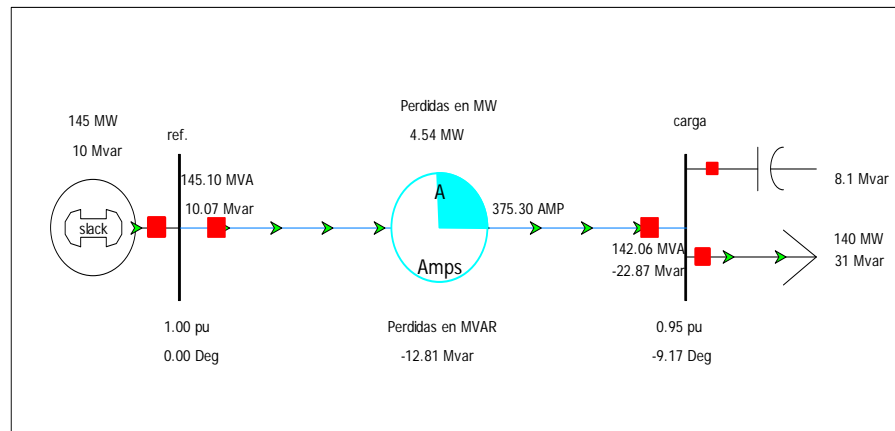
$$\text{Índice de regulación de tensión \%} = (|131,12 \text{ Kv}-138 \text{ Kv}|)/138 \text{ Kv} \times 100 =$$

**4,98%Reg**

**4.5.6. Compensación de energía reactiva para un sistema con  $F_p=0,9$  y  $SIL>SIL$  en 20% para línea media de 230 Kv**

$$P=(213,97 \text{ KV})(1054,40 \text{ Amp})\text{Cos}(0,9)=140,21 \text{ MW}$$

Figura 103. **Sistema compensado  $F_p 0,9$ , 230 Kv, línea media si  $L>SIL$  en 20%**



Fuente: Programa *Simulator Power World*

Tabla XXXVIII. **(Flujo de energía),  $F_p 0,9$ , sistema 230 Kv, l. media,  $L<SIL$  en 20%**

BUS	1 Ref	230 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
GENERATOR	1		144,75	10,07R	145,1			
TO	2 Carga	1	144,75	10,07	145,1	26		
BUS	2 Carga	230 Kv	MW	MVAR	MVA	%	0,950 0	-9,17
LOAD	1		140,21	31,0	143,6			
SWITCHEND SHUNT			0,00	8,13	8,1			
TO	Ref	1	-140,21	-22,87	142,1	25		

Fuente: Programa *Simulator Power World*

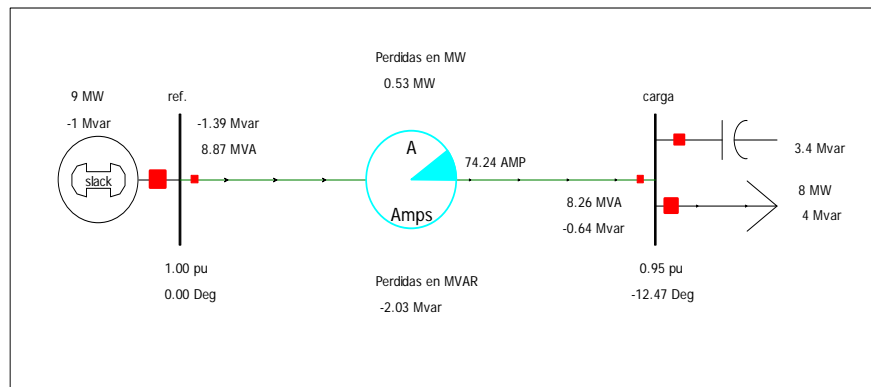
$$\text{Índice de regulación de tensión \%} = (I \ 218,54 \text{ Kv}-230 \text{ Kv } I)/230 \text{ Kv} \times 100 =$$

$$\mathbf{4,98\%Reg}$$

**4.5.7. Compensación de energía reactiva para un sistema con  $F_p=1,0$  y  $SIL>SIL$  en 20% para línea larga de 69 Kv**

$$P=(46,74 \text{ KV})(326,56 \text{ Amp})\text{Cos}(1)=8,24 \text{ MW}$$

Figura 104. **Sistema compensado  $F_p 1,0$ , 69 Kv, línea larga si  $L>SIL$  en 20%**



Fuente: Programa *Simulator Power World*

Tabla XXXIX. **(Flujo de energía),  $F_p 1,0$ , sistema 69 Kv, l. larga,  $L>SIL$  en 20%**

BUS	1 Ref	69 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
GENERATOR	1		8,76	-1,39R	8,9			
TO	2 Carga	1	8,76	-1,39	8,9	10		
BUS	2 Carga	69 Kv	MW	MVAR	MVA	%	0,950 0	-12,47
LOAD	1		8,24	4,00	9,2			
SWITCHEND SHUNT			0,00	3,86	3,4			
TO	Ref	1	-8,23	-0,64	8,3	10		

Fuente: Programa *Simulator Power World*

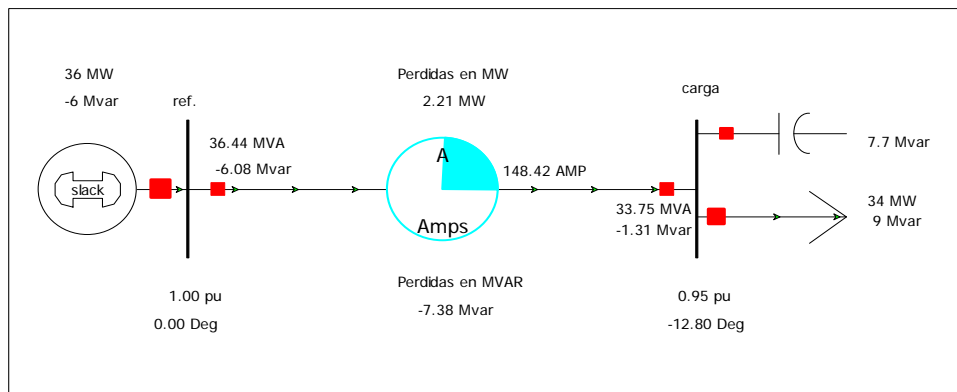
$$\text{Índice de regulación de tensión \%} = (|65,45 \text{ Kv} - 69 \text{ Kv}|) / 69 \text{ Kv} \times 100 =$$

**5,10%Reg**

**4.5.8. Compensación de energía reactiva para un sistema con  $F_p=1,0$  y  $SIL>SIL$  en 20% para línea larga de 138 Kv**

$$P=(100,81 \text{ KV})(619,28 \text{ Amp})\text{Cos}(1)=33,73 \text{ MW}$$

Figura 105. **Sistema compensado  $F_p$  1,0, 138 Kv, línea larga si  $L>SIL$  en 20%**



Fuente: Programa *Simulator Power World*

Tabla XL. **(Flujo de energía),  $F_p$  1.0, sistema 138 Kv, l. larga,  $L>SIL$  en 20%**

BUS	1 Ref	138 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
GENERATOR	1		35,93	-6,08R	36,4			
TO	2 Carga	1	35,93	-6,08	36,4	24		
BUS	2 Carga	138 Kv	MW	MVAR	MVA	%	0,951 4	-12,80
LOAD	1		33,73	9,00	34,9			
SWITCHEND SHUNT			0,00	7,69	7,7			
TO	Ref	1	-33,73	-1,31	33,8	23		

Fuente: Programa *Simulator Power World*

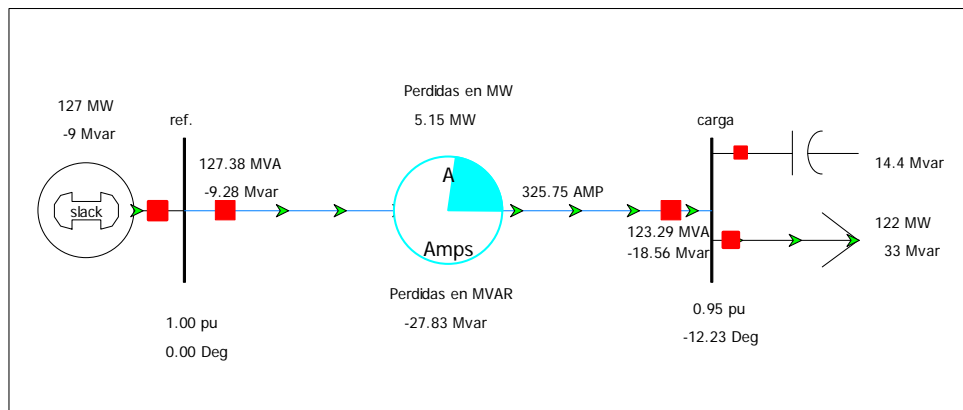
$$\text{Índice de regulación de tensión \%} = (|131.30 \text{ Kv} - 138 \text{ Kv}|) / 138 \text{ Kv} \times 100 =$$

**4.85%Reg**

**4.5.9. Compensación de energía reactiva para un sistema con  $F_p=1,0$  y  $SIL>SIL$  en 20% para línea larga de 230 Kv**

$$P=(195,98 \text{ KV})(1151,18 \text{ Amp})\text{Cos}(1)=121,89 \text{ MW}$$

Figura 106. **Sistema compensado  $F_p 1,0$ , 230 Kv, línea larga si  $L>SIL$  en 20%**



Fuente: Programa. *Simulator Power World*

Tabla XLI. **(Flujo de energía),  $F_p 1,0$ , sistema 230 Kv, l. larga,  $L>SIL$  en 20%**

BUS	1 Ref	230 kv	MW	MVAR	MVA	%	1,000 0	0,00
<b>GENERATOR</b>	1		127,04	-9,28R	127,4			
<b>TO</b>	2 Carga	1	127,04	-9,28	127,4	23		
<b>BUS</b>	<b>2 Carga</b>	<b>230 Kv</b>	<b>MW</b>	<b>MVAR</b>	<b>MVA</b>	<b>%</b>	<b>0,950 1</b>	<b>-12,23</b>
<b>LOAD</b>	1		121,89	33,0	126,3			
<b>SWITCHEND SHUNT</b>			0,00	14,44	14,4			
<b>TO</b>	Ref	1	-121,89	-18,56	123,3	22		

Fuente: Programa *Simulator Power World*

$$\text{Índice de regulación de tensión \%} = (|218,51 \text{ Kv}-230 \text{ Kv}|)/230 \text{ Kv} \times 100 =$$

**4,99%Reg**

Tabla XLII. **Análisis de resultados (con compensación)**

<b>SIL</b>		<b>%Reg. Sin Compensación</b>	<b>Nivel Tensión Sin Compensación</b>	<b>%Regulación Con Compensación</b>	<b>Nivel Tensión Con Compensación</b>	<b>Long. Línea</b>
13	SIL=L	0,937 9	6,20	<b>0,950 0</b>	<b>5,07</b>	Línea media 69 Kv
41,6	SIL=L	0,977 1	2,29	<b>0,950 0</b>	<b>5,00</b>	Línea corta 138 Kv
226,5	SIL<L 20%	0,994 2	0,58	<b>0,950 0</b>	<b>5,00</b>	Línea larga 230 Kv
10,4	SIL<L 20%	0,972 6	2,73	<b>0,953 5</b>	<b>5,00</b>	Línea corta 69 Kv
62,4	SIL>L 20%	0,955 3	7,45	<b>0,950 5</b>	<b>4,98</b>	Línea larga 138 Kv
188	SIL>L 20%	0,975 4	2,46	<b>0,950 2</b>	<b>4,98</b>	Línea media 230 Kv
15,6	SIL>L 20%	0,936 1	6,39	<b>0,950 0</b>	<b>5,10</b>	Línea larga 69 Kv
62,4	SIL>L 20%	0,946 5	5,34	<b>0,951 4</b>	<b>4,85</b>	Línea larga 138 Kv
225,6	SIL>L 20%	0,981 6	1,83	<b>0,950 1</b>	<b>4,99</b>	Línea larga 230 Kv

Estos son algunos ejemplos de los muchos sistemas que no cumplieron con las normas.

Fuente: elaboración propia



## **4.6. Análisis aplicado al sistema nacional interconectado (SNI)**

### **4.6.1. ¿Qué es la red del sistema nacional interconectado (SNI)?**

Es el conjunto de instalaciones centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, redes de distribución, equipo eléctrico, centros de carga y en general toda la infraestructura eléctrica destinada a la prestación del servicio interconectados o no dentro del cual se efectúan las diferentes transferencias de energía eléctrica entre diversas regiones del país.

El sistema eléctrico nacional (SEN), de Guatemala está compuesto por: generación – oferta eléctrica-, transporte, y distribución – demanda de energía.

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

El sistema de transporte está conformado por el sistema principal y el sistema secundario. Estando el sistema principal compartido por los generadores y las interconexiones a otros países y operando básicamente en tres niveles de voltaje: 230, 138, y 69 Kv. El sistema secundario es el medio de interconexión de un generador a la red principal.

El sistema de distribución está integrado por la infraestructura de distribución – líneas subestaciones y las redes de distribución – que opera en tensiones menores a 34,5 Kv. Las principales empresas distribuidoras, coordinadas por la Asociación del Mercado Mayorista, son:

- Empresa Eléctrica de Guatemala. Presta el servicio en el área central del país
- Distribuidora de Electricidad de Occidente. Presta el servicio en los departamentos del occidente
- Distribuidora de Electricidad de Oriente. Presta el servicio en los departamentos del oriente
- Empresas Eléctricas Municipales

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

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

La transmisión la distribución son actividades reguladas. El marco legal con el cual se rige el subsector eléctrico se basa en lo siguiente:

- Constitución Política de la República
- Ley General de Electricidad, Decreto No. 93-96
- Reglamento de La Ley General de Electricidad, Acuerdo Gubernativo No. 256-97 y sus reformas
- Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, Acuerdo Gubernativo No. 299-98 y sus reformas
- Normas de Coordinación Comercial y Operativa del Administrador del Mercado Mayorista

La Ley General de Electricidad es la ley fundamental en materia de electricidad y se sustenta a través de los principios que a continuación se detallan:

- Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello autorización o condición previa por parte del Estado más que las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país. No obstante, para utilizar con estos fines los que sean bienes del Estado se requerirá de la respectiva autorización del Ministerio, cuando la potencia de la central exceda de 5 MW;
- Es libre el transporte de electricidad cuando para ello no sea necesario utilizar bienes de dominio público;
- El transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad estarán sujetos a autorización;

- Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad con la excepción de los servicios de transporte y distribución sujetos a autorización. Las transferencias de energía entre generadores comercializadores importadores y exportadores que resulten de la operación del Mercado Mayorista estarán sujetas a regulación en los términos de la Ley.

El Mercado de Energía Eléctrica está constituido por el Mercado Regulado y el Mercado Mayorista.

El Mercado Regulado está integrado de la siguiente manera.

- Por el lado de la demanda: todos aquellos usuarios con demanda de potencia menor a 100 kW
- Por el lado de la oferta: distribuidoras autorizadas dentro de su zona de cobertura

El Mercado Mayorista tiene las siguientes características

- Generadores con potencia mayor a 5 MW
- Distribuidores con 15,000 usuarios como mínimo
- Transportistas que tengan 10 MW como mínimo de capacidad de transporte
- Comercializadores que compren o vendan bloques de energía asociados a una oferta firme de por lo menos 2 MW
- Grandes usuarios con demanda máxima de potencia por arriba de 100 KW

Las operaciones de compra y venta del mercado mayorista se realizan bajo las normas de coordinación comercial, a través de:

- El mercado de oportunidad o mercado *Spot*
- El mercado a término, los grandes usuarios pactan los plazos, las cantidades y precios de energía
- El mercado de transacciones de desvíos de potencias diarios y mensuales

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está conformado por varias instituciones, estas instituciones son las siguientes.

#### **4.6.1.1 Sub Sector Eléctrico**

El mercado eléctrico en Guatemala está conformado por:

- 31 generadores (30 privados y 1 público)
- 3 transportistas (2 privados y 1 público)
- 14 comercializadores (privados)
- 19 distribuidores (3 privados y 16 públicos)
- 800 grandes usuarios que actúan libremente
- 227,400 Usuarios regulados aproximadamente (a finales del 2006)

#### **4.6.1.2. Administrador del mercado mayorista (AMM)**

Es una entidad privada sin fines de lucro que coordina las transacciones entre los participantes del mercado mayorista cuyas funciones son:

- La coordinación de la operación de centrales generadoras interconexiones internacionales y línea de transporte al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre agentes del mercado mayorista;
- Establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores; específicamente cuando no correspondan a contratos libremente pactados;
- Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en Guatemala.

Además realiza diferentes actividades las cuales son:

- Programación de la operación es el responsable de planificar anualmente la forma en que se cubrirán las necesidades de potencia y energía del sistema tratando de optimizar el uso de los recursos energéticos disponibles. La programación anual es revisada y ajustada semanal y diariamente;
- Supervisión de la operación en tiempo real el AMM debe vigilar el comportamiento de la demanda y la operación del parque generador así como del sistema de transporte. Asimismo, debe mantener la seguridad del suministro verificando constantemente las variables eléctricas del sistema y respetando las limitaciones de equipos e instalaciones asociadas;

- Administración de las transacciones el AMM debe cuantificar los intercambios de potencia y energía entre las participantes del MM y valorizarlos utilizando el precio de oportunidad de la energía y el precio de referencia de la potencia. Para ello, el AMM debe diseñar e implementar un sistema de medición que permita conocer en forma horaria la energía y potencia producida y/o consumida. Además, administrará los fondos que surgen de las transacciones entre los agentes que operan en el mercado mayorista.

#### **4.6.1.3. Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)**

La Comisión es un organismo técnico del Ministerio de Energía y Minas, con independencia funcional, encargado de formular, implantar y fiscalizar el marco regulatorio y normativo que define las reglas del juego del desarrollo de las actividades del subsector eléctrico y la actuación de los agentes económicos que intervienen en el mismo, para ello, con las siguientes funciones.

- Cumplir y hacer cumplir la ley y sus reglamentos en materia de su competencia e imponer sanciones a los infractores;
- Velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre empresa;
- Definir las tarifas de transmisión y distribución y su metodología de cálculo.
- Dirimir controversias entre los agente del subsector eléctrico;
- Emitir las normas técnicas y velar por su cumplimiento.

## **4.6.2. Programa a utilizar para la simulación**

### **4.6.2.1. *PSS/E – Power System Simulator for Engineering***

Es un programa utilizado para análisis de sistemas de potencia es un paquete desarrollado por *Power Technologies, Inc. (PTI)*, compañía de consultoría para el análisis de sistemas eléctricos de potencia en las áreas de generación, transmisión, distribución y plantas o sistemas industriales.

### **4.6.2.2. Descripción funcional del PSS/E**

El PSS/E es un programa integrado e interactivo que se emplea para simular, analizar y optimizar el comportamiento de un sistema de potencia en condiciones de estado estable y dinámicas.

Este programa consta de diferentes módulos y puede realizar los siguientes cálculos de análisis de sistemas de potencia.

- Flujo de carga
- Flujo de carga óptimo (OPF)
- Análisis de fallas balanceadas y desbalanceadas
- Simulación dinámica
- Simulación dinámica extendida
- Análisis de límites de transferencia
- Reducción de redes



El programa alcanza sus máximas capacidades por una estructura altamente modular y, en la simulación dinámica se pueden crear subrutinas que describan algún problema de interés cuando los procedimientos estándares de cálculo no son apropiados. Aplicando estas herramientas en la secuencia apropiada, se puede manejar un amplio rango de variaciones en el tema básico de flujo de carga y estabilidad.

El programa PSS/E tiene la capacidad de modelar hasta 50 000 barras, 100 000 líneas, 20 000 transformadores y 12 000 generadores.

#### **4.6.3. Aplicación seleccionando nodos del sistema eléctrico nacional en la región occidente, oriente y central para septiembre y marzo**

Los resultados obtenidos por medio del simulador digital PSS/E para los principales casos analizados en el presente trabajo son presentados en esta sección para casos ya aplicados al Sistema Eléctrico Nacional. En este simulador se presentan inicialmente al correr el flujo carga para demanda máxima un resumen de los nodos con voltaje fuera de rango para septiembre y marzo.

### 4.6.3.1. Análisis, septiembre, sin compensación

#### Demanda máxima

- Nodos fuera de los rangos de voltaje.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E SUN, 9:43  
 S.N.I. - GUATEMALA  
 DEMANDA MAXIMA, SEPTIEMBRE.

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

X----- BUS -----X AREA V(PU) V(KV) X----- BUS -----X AREA V(PU) V(KV)

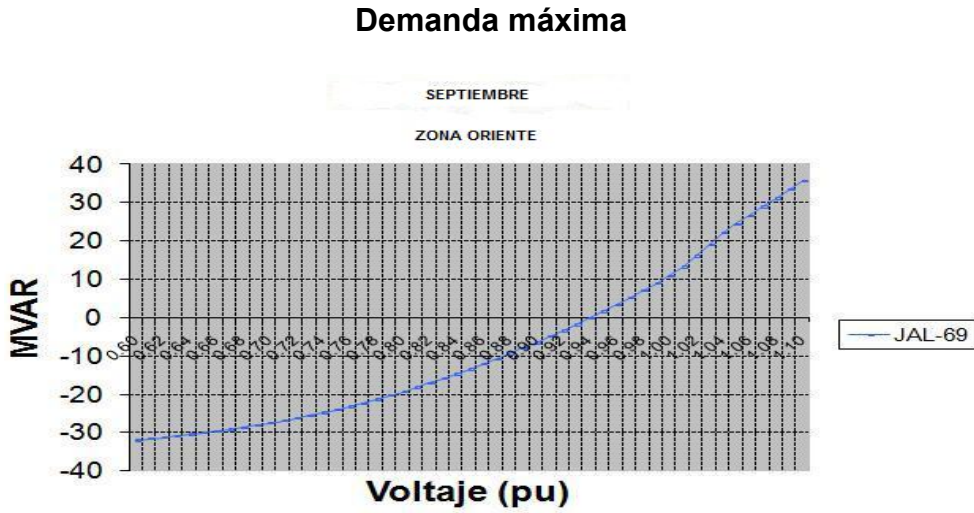
\* NONE

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

X-----	BUS	-----X	AREA	V(PU)	V(KV)	X-----	BUS	-----X	AREA	V(PU)	V(KV)
	1,205	PAL-69	69,0	1 0,939	0 64,791		1,387	LNO-34	34,5	1 0,942	5 32,517
	<b>1,430</b>	<b>JAL-69</b>	<b>69,0</b>	<b>1 0,939</b>	<b>2 64,805</b>		1,443	MAT-69	69,0	1 0,935	4 64,540
	1,482	MAT-13	13,8	1 0,937	3 12,935		1,814	MAR-69	69,0	1 0,947	3 65,361
	1,815	MAR-4	4,16	1 0,946	2 3,936		<b>12,008</b>	<b>ANT-691</b>	<b>69,0</b>	<b>1 0,899</b>	<b>5 62,064</b>
	12,038	CHA-69	69,0	1 0,899	5 62,065		12,048	COR-69	69,0	1 0,899	5 62,064
	12,056	EJU-69	69,0	1 0,944	5 65,172		12,131	NES-69	69,0	1 0,899	6 62,064
	12,139	PAL-692	69,0	1 0,937	6 64,697		12,140	PAL-69D	69,0	1 0,940	4 64,888
	12,145	PRT-69	69,0	1 0,930	4 64,200		<b>12,146</b>	<b>PSJ-69</b>	<b>69,0</b>	<b>1 0,932</b>	<b>5 64,342</b>
	12,159	SAG-69	69,0	1 0,901	8 62,226		12,161	SGA-69	69,0	1 0,901	2 62,182
	12,162	SGA-69D	69,0	1 0,901	9 62,233		12,223	YSH-69D	69,0	1 0,945	7 65,255
	12,224	YSH-69	69,0	1 0,945	7 65,254		12,226	PRT-69D	69,0	1 0,931	5 64,270
	12,227	DUK-69	69,0	1 0,931	5 64,270		12,264	COR-691	69,0	1 0,899	5 62,064
	12,503	ANT-13	13,8	1 0,890	0 12,282		12,523	LFL-13	13,8	1 0,932	4 12,867
	12,526	LUC-13	13,8	1 0,949	8 13,107		12,527	MCR-13	13,8	1 0,931	9 12,860
	12,532	NOR-13	13,8	1 0,942	9 13,012		12,535	PSJ-13	13,8	1 0,933	6 12,883
	12,539	SGA-13	13,8	1 0,916	1 12,642		12,556	DUK-4	4,16	1 0,931	4 3,875
	12,557	SJS-13	13,8	1 0,948	1 13,083						

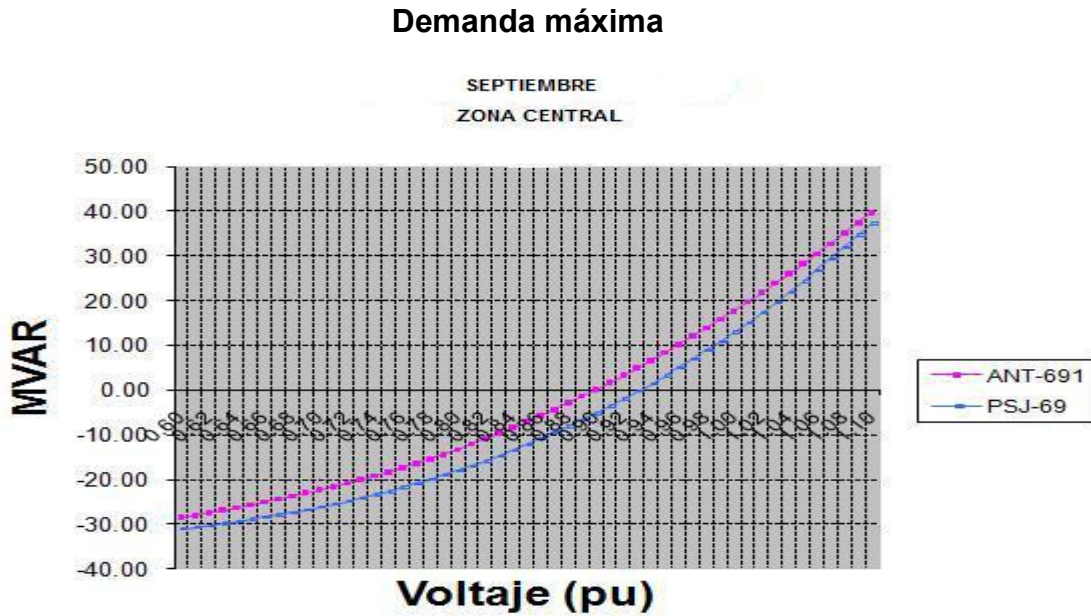
AL CORRER EL FLUJO DE CARGA PARA DEMANDA MÁXIMA EN SEPTIEMBRE EN EL SISTEMA NACIONAL ELÉCTRICO, APARACEN DEPARTAMENTOS DEL OCCIDENTE, DEL ORIENTE Y DE LA ZONA CENTRAL, CON NODOS DE VOLTAJE FUERA DE RANGO.

Figura 107. Curva Q-V, demanda máxima, septiembre, Zona Oriente



Fuente: Software PSS/E, Sistema Eléctrico Nacional.

Figura 108. Curva Q-V, demanda máxima, septiembre, Zona Central



Fuente: Software PSS/E, Sistema Eléctrico Nacional.

#### 4.6.3.2. Compensación de potencia reactiva en septiembre

##### 4.6.3.2.1. Compensación con un generador ficticio

Se presenta un análisis de compensación de potencia reactiva con un generador ficticio, esto para los nodos de voltaje fuera de rango se hace aplicando metodología de manera individual para cada nodo el propósito es elevar el voltaje a 0,95 o 1 p.u.

Tabla XLIII. Datos obtenidos, con compensación de un generador ficticio

Nodo	Nomenclatura	Subestación	MVAR TOTAL	
			0,95 p.u.	1 p.u.
1,205	PAL-69	PALÍN	2,80	22,10
<b>1,430</b>	<b>JAL-69</b>	<b>JALAPA</b>	<b>1,80</b>	<b>11,70</b>
1,443	MAT-69	MATAQUESCUINTLA	1,60	7,80
1,814	MAR-69	MARLÍN	0,20	4,50
<b>12,008</b>	<b>ANT-691</b>	<b>ANTIGUA</b>	<b>10,10</b>	<b>21,00</b>
12,038	CHA-69	CHÁCARA	9,70	20,70
12,048	COR-69	CORFINA	10,00	21,20
12,056	EJU-69	EMBALSE DE JURÚN	1,50	22,10
12,131	NES-69	NESTLÉ	10,10	21,30
12,139	PAL-692	PALÍN	3,10	22,10
12,145	PRT-69	PORTUARIA	3,20	13,90
<b>12,146</b>	<b>PSJ-69</b>	<b>PUERTO SAN JOSÉ</b>	<b>3,10</b>	<b>14,80</b>
12,159	SAG-69	SACOS AGRÍCOLAS	10,00	21,20
12,162	SGA-69D	SAN GASPAS	10,10	21,50
12,223	YSH-69D	YOUNG SHIN	1,20	22,10
12,226	PRT-69D	PORTUARIA	3,10	14,30

Fuente: Programa PSS/E

#### 4.6.3.2.2. Compensación con banco de capacitores para cada nodo

Se presenta análisis de compensación de potencia reactiva con un banco de capacitores, esto para los nodos de voltaje fuera de rango el propósito es elevar el voltaje a 0,95 y disminuir las pérdidas.

Tabla XLIV. Datos obtenidos con compensación de un banco de capacitores

Nodo	Nomenclatura	Subestación	MVAR TOTAL p.u	Perdidas Sin Compensación	Voltaje Sin Compensación	Perdidas Con Compensación	Voltaje Con Compensación
1 430	JAL-69	JALAPA	2,5	56,2	0,939 20	56,1	0,952 44
12 008	ANT-691	ANTIGUA	12,0	56,2	0,899 48	55,7	0,964 67
12 146	PSJ-69	PUERTO SAN JOSE	4,0	56,2	0,932 50	56,0	0,953 10

Fuente: Programa PSS/E

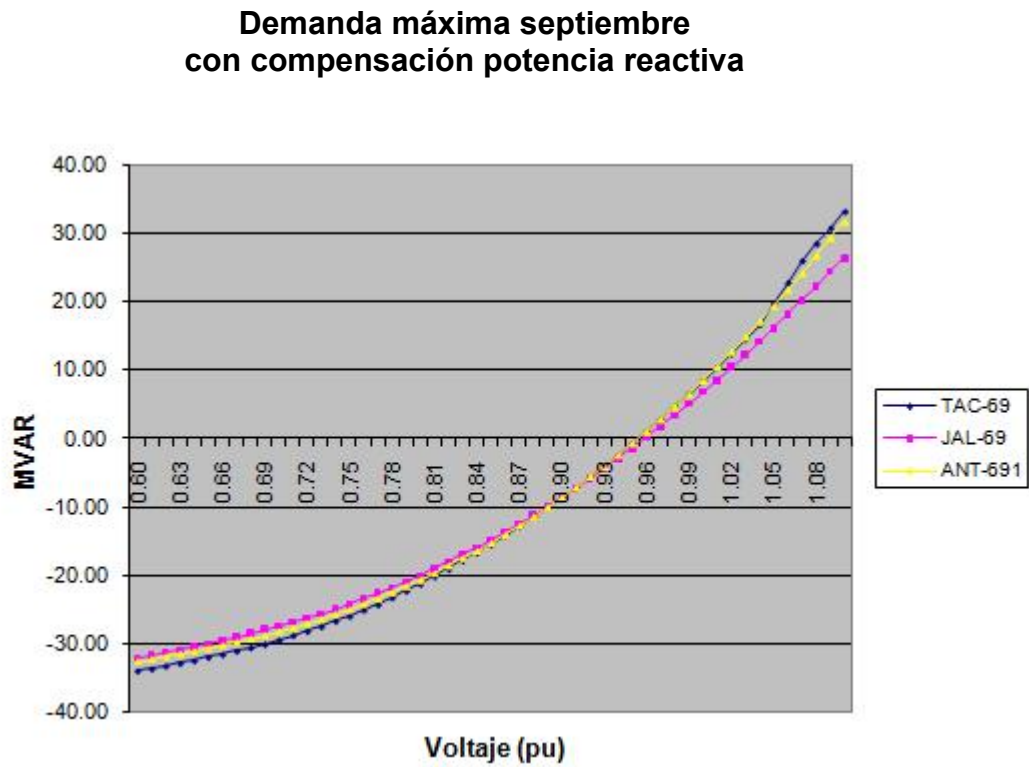
#### 4.6.3.2.3. Compensación con banco de capacitores en cada nodo del sistema

Tabla XLV. Datos obtenidos con compensación de un banco de capacitores

Nodo	Nomenclatura	Subestación	MVAR TOTAL p.u	Perdidas Sin Compensación	Voltaje Sin Compensación	Perdidas Con Compensación	Voltaje Con Compensación
1 430	JAL-69	JALAPA	2,5	56,2	0,939 20	55,4	0,954 22
12 008	ANT-691	ANTIGUA	12,0	56,2	0,899 48	55,4	0,968 97
12 146	PSJ-69	PUERTO SAN JOSE	4,0	56,2	0,932 50	55,4	0,954 67

Fuente: Programa PSS/E

Figura 109. Curva Q-V, demanda máxima septiembre, con compensación potencia reactiva



Fuente: Software PSS/E, Sistema Eléctrico Nacional.

### 4.6.3.3. Análisis de marzo, sin compensación

#### Demanda máxima

- Nodos fuera de los rangos de voltaje.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E SAT, 10:01  
 PROGRAMACIÓN ANUAL ESTACIONAL MAY09-ABR10  
 DEMANDA MAXIMA, MARZO.

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

X----- BUS -----X AREA V(PU) V(KV) X----- BUS -----X AREA V(PU) V(KV)

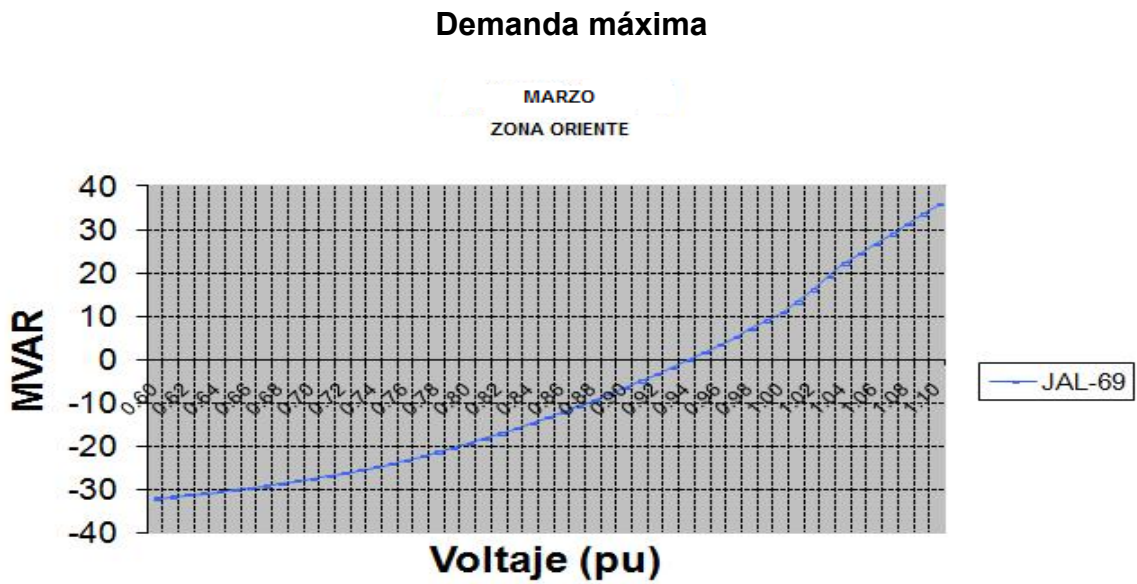
\* NONE \*

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

X-----	BUS	-----X	AREA	V(PU)	V(KV)	X-----	BUS	-----X	AREA	V(PU)	V(KV)
1	335 TAC-69	69,0	1	0,948	0 65,412	1	385 TAC-13	13,8	1	0,947	5 13,075
1	430 JAL-69	69,0	1	0,938	9 64,784	1	443 MAT-69	69,0	1	0,934	8 64,499
1	482 MAT-13	13,8	1	0,936	7 12,926	1	814 MAR-69	69,0	1	0,942	6 65,037
1	815 MAR-4	4,16	1	0,941	3 3,916	12	008 ANT-691	69,0	1	0,912	2 62,939
12	038 CHA-69	69,0	1	0,912	2 62,939	12	048 COR-69	69,0	1	0,912	2 62,939
12	131 NES-69	69,0	1	0,912	2 62,939	12	139 PAL-692	69,0	1	0,949	7 65,531
12	145 PRT-69	69,0	1	0,926	3 63,915	12	146 PSJ-69	69,0	1	0,928	5 64,063
12	159 SAG-69	69,0	1	0,914	6 63,111	12	161 SGA-69	69,0	1	0,913	9 63,059
12	162 SGA-69D	69,0	1	0,914	6 63,111	12	226 PRT-69D	69,0	1	0,927	4 63,988
12	227 DUK-69	69,0	1	0,927	4 63,988	12	264 COR-691	69,0	1	0,912	2 62,939
12	503 ANT-13	13,8	1	0,902	8 12,459	12	522 LCA-13	13,8	1	0,949	8 13,108
12	523 LFL-13	13,8	1	0,925	7 12,775	12	527 MCR-13	13,8	1	0,941	0 12,986
12	532 NOR-13	13,8	1	0,933	8 12,886	12	535 PSJ-13	13,8	1	0,929	0 12,821
12	537 RBR-13	13,8	1	0,945	1 13,042	12	539 SGA-13	13,8	1	0,929	0 12,821
12	556 DUK-4	4,16	1	0,927	3 3,858	12	557 SJS-13	13,8	1	0,944	7 13,037

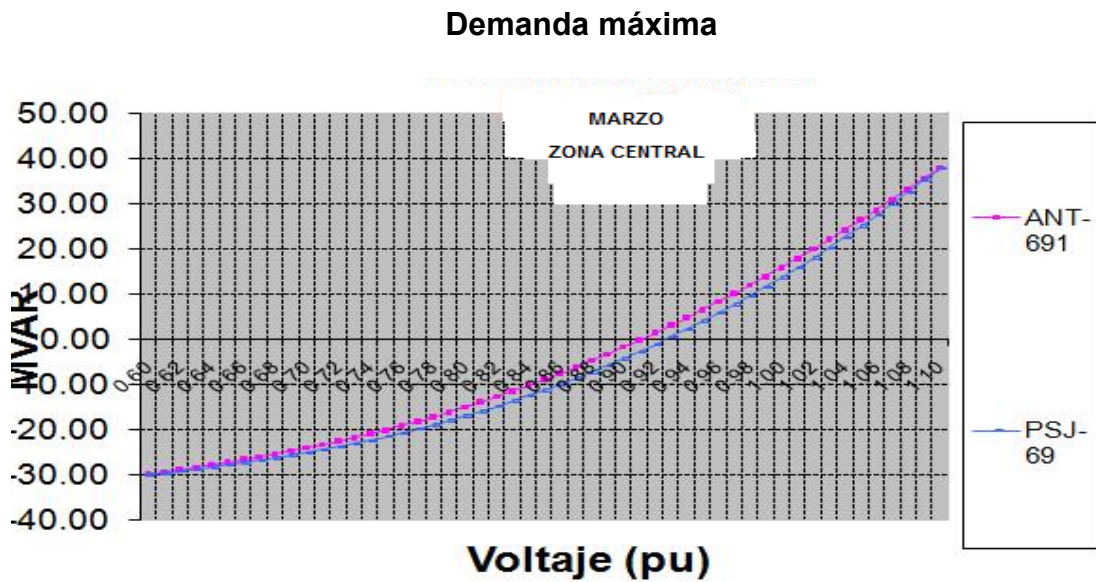
AL CORRER EL FLUJO DE CARGA PARA DEMANDA MÁXIMA EN MARZO, EN EL SISTEMA NACIONAL ELÉCTRICO, APARACEN DEPARTAMENTOS DEL OCCIDENTE, DEL ORIENTE Y DE LA ZONA CENTRAL, CON NODOS DE VOLTAJE FUERA DE RANGO.

Figura 110. Curva Q-V, demanda máxima, marzo, Zona Oriente



Fuente: Software PSS/E, Sistema Eléctrico Nacional.

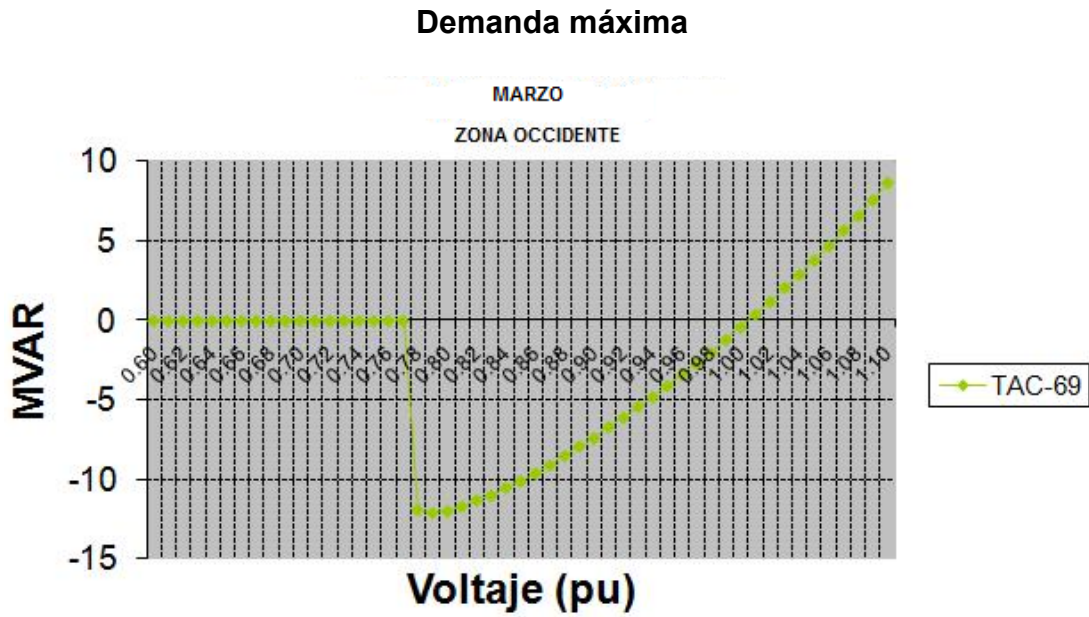
Figura 111. Curva Q-V, demanda máxima, marzo, Zona Central



Fuente: Software PSS/E, Sistema Eléctrico Nacional



Figura 112. Curva Q-V, demanda máxima, marzo, Zona Occidente



Fuente: Software PSS/E, Sistema Eléctrico Nacional.

#### 4.6.3.4. Compensación de potencia reactiva en marzo

##### 4.6.3.4.1. Compensación con un generador ficticio

Se presenta un análisis de compensación de potencia reactiva con un generador ficticio.

Tabla XLVI. Datos obtenidos, con compensación de un generador ficticio

Nodo	Nomenclatura	Subestación	MVAR TOTAL	
			0,95 p.u.	1 p.u.
<b>1 335</b>	<b>TAC-69</b>	<b>TACANA</b>	<b>0,20</b>	<b>4,40</b>
<b>1 430</b>	<b>JAL-69</b>	<b>JALAPA</b>	<b>2,20</b>	<b>12,30</b>
1 443	MAT-69	MATAQUESCUINTLA	1,90	12,30
1 814	MAR-69	MARLÍN	0,60	5,10
<b>12 008</b>	<b>ANT-691</b>	<b>ANTIGUA</b>	<b>7,20</b>	<b>17,90</b>
12 038	CHA-69	CHÁCARA	6,90	17,20
12 048	COR-69	CORFINA	7,10	17,70
12 131	NES-69	NESTLÉ	7,20	17,80
12 139	PAL-692	PALÍN	0,10	16,80
12 145	PRT-69	PORTUARIA	4,20	14,30
<b>12 146</b>	<b>PSJ-69</b>	<b>PUERTO SAN JOSÉ</b>	<b>4,20</b>	<b>15,30</b>
12 159	SAG-69	SACOS AGRÍCOLAS	7,00	18,00
12 161	SGA-69	SAN GASPAR	7,10	18,20
12 226	PRT-69D	PORTUARIA	4,20	14,70
12 227	DUK-69	DUKE	4,20	14,60
12 264	COR-691	CORFINA	7,00	17,50

Fuente: Programa PSS/E

#### 4.6.3.4.2. Compensación con banco de capacitores para cada nodo

Tabla XLVII. Datos obtenidos, con compensación de un banco de capacitores

Nodo	Nomenclatura	Subestación	MVAR TOTAL p.u	Perdidas Sin Compensación	Voltaje Sin Compensación	Perdidas Con Compensación	Voltaje Con Compensación
1 335	TAC-69	TACANA	0,20	57,1	0,948 00	57,1	0.950 28
1 430	JAL-69	JALAPA	3,0	57,1	0,938 89	56,5	0.952 85
12 008	ANT-691	ANTIGUA	8,0	57,1	0,912 16	56,8	0.950 19
12 146	PSJ-69	PUERTO SAN JOSE	5,0	57,1	0,928 45	56,9	0.951 48

Fuente: Programa PSS/E

#### 4.6.3.4.3. Compensación con banco de capacitores en cada nodo del sistema

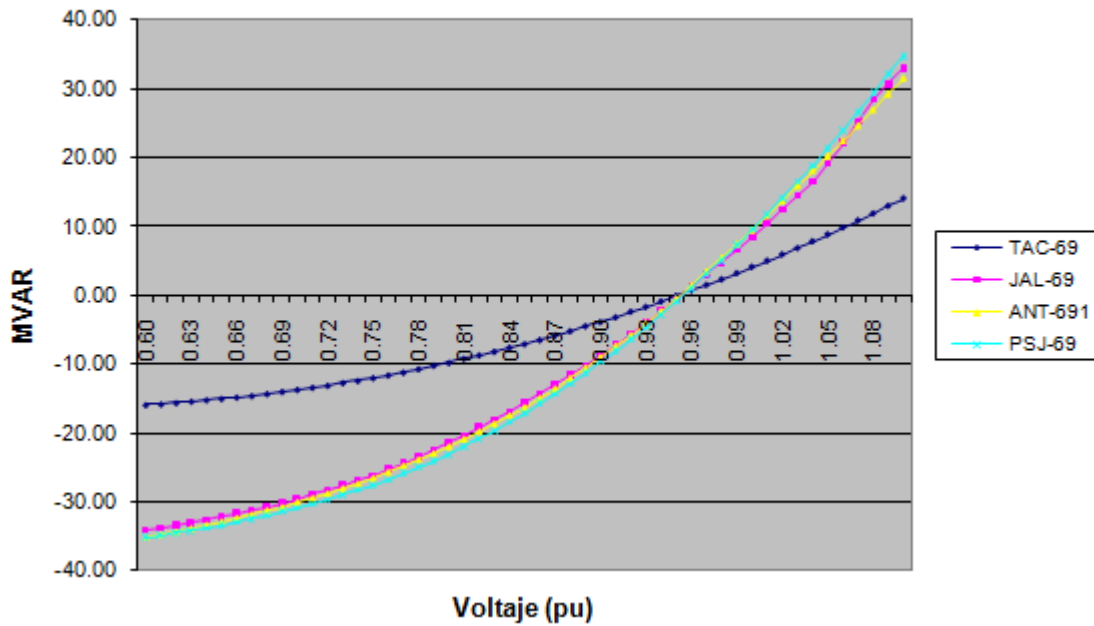
Tabla XLVIII. Datos obtenidos, con compensación de un banco de capacitores

Nodo	Nomenclatura	Subestación	MVAR TOTAL p.u	Perdidas Sin Compensación	Voltaje Sin Compensación	Perdidas Con Compensación	Voltaje Con Compensación
1 335	TAC-69	TACANA	0,20	57,1	0,948 00	56,6	0,951 73
1 430	JAL-69	JALAPA	3,0	57,1	0,938 89	56,6	0,953 28
12 008	ANT-691		8,0	57,1	0,912 16	56,6	0,952 62
12 146	PSJ-69	PUERTO SAN JOSE	5,0	57,1	0,928 45	56,6	0,955 28

Fuente: Programa PSS/E

Figura 113. Curva Q-V, demanda máxima, marzo, con compensación potencia reactiva

**Demanda máxima marzo  
con compensación de potencia reactiva**



Fuente: Software PSS/E, Sistema Eléctrico Nacional.



## CONCLUSIONES

1. El estudio de la regulación de tensión y la compensación de potencia reactiva son una parte integral de la operación del sistema eléctrico de potencia.
2. Con el objetivo de dar solución al problema de la regulación de tensión se realizó un estudio basado en metodologías existentes y asociadas a equipos para compensar potencia reactiva y así poder elevar la potencia y el nivel de tensión en redes de transmisión de potencia.
3. La aparición de normas ha repercutido en la necesidad de estudiar alternativas de compensación y control de tensión que aseguren el cumplimiento de sus indicaciones.
4. Equipos para la compensación de potencia reactiva han comenzado a sustentar todas las crecientes necesidades de los sistemas de potencia modernos y aunque muchos de ellos todavía se encuentran en fase experimental, su altamente previsible aplicación masiva a escala mundial, terminará por revolucionar los sistemas de potencia eléctrica en forma dramática.

5. En los sistemas de potencia de transmisión, principalmente en el análisis de regulación de tensión realizado con voltajes de 69Kv, 138Kv y 230Kv, en el Sistema Eléctrico Nacional se pudo observar que hay nodos con voltajes fuera de rango en las regiones central, oriente y occidente, que no cumplen con lo establecido en las normas esto es debido a la demanda de carga conectada al factor de potencia de la carga y al nivel de tensión de transmisión en el sistema.
  
6. Para los escenarios de demanda máxima analizados fue necesaria la compensación de potencia reactiva. En el Sistema Eléctrico Nacional se realizó un estudio; primero con un generador ficticio y luego con un banco de condensadores para cada nodo este análisis se hizo con el fin de elevar el nivel de voltaje de manera individual en el rango de 0,95 – 1 p.u. que es lo que establece la norma de nivel de tensión (NTSD).

## RECOMENDACIONES

1. Realizar estudios detallados que permitan determinar la cantidad exacta de compensación reactiva necesarios para mantener un nivel de regulación en el sistema de transmisión de potencia.
2. Conocer datos de diseño para que sea el adecuado en su propósito y económicamente ventajoso.
  - a. Los datos requeridos son:
    - Diagrama unifilar del sistema el cual el equipo será conectado
    - Tensión y frecuencias nominales
    - Información sobre la variación de la potencia reactiva o carga relevante
    - Detalles de la distorsión existente o cargas armónicas
    - Variación de tensión permitida
    - Condiciones ambientales
    - Cualquier requerimiento adicional o especial relacionado con el equipo a instalar





## BIBLIOGRAFÍA

1. ABOYTES, F. *Control de voltaje en sistemas eléctricos de potencia*. México: Comisión federal de electricidad, 1991. pp. 42-49
2. MEZA, Alegría Alex Iván. *Uso de compensadores estáticos de reactivos en redes de transmisión*. Santiago de Chile, 2007.
3. OLIVA, Enrique Ras. *Teoría de líneas eléctricas*. 1ª ed. Barcelona: Universidad Politécnica. Boixareu Editores. pp. 78-92
4. GRAINGER, John J. y WILLIAN, D. Stevson Jr. *Análisis de sistemas de potencia*. 3ª ed. México: Mc Graw Hill, 1996. pp. 132-199
5. GROSS. *Análisis de sistemas de potencia*. 2ª ed. México: Mc Graw Hill, 1994. pp. 654-682
6. HUGH, Rudnick V.D.W. *Compensación de energía reactiva*. 1ª ed. Pontificia Universidad Católica de Chile. pp. 27-36

7. CORONADO, Ixtláhuatl y RAMIREZ, Juan M. *FACTS Soluciones modernas para la industria eléctrica*. Unidad Guadalajara Cinvestav.
8. JIMENEZ, Besoán Rodrigo Alberto. Metodología de optimización simultánea de energía y servicios complementarios para el despacho económico. Tesis Mgter. en CC. de la Ing. Chile, Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, 2003.
9. ROSAS, Mujal Ramón María. *Cálculo de líneas y redes eléctricas*. 1ª ed. Catalunya: Universidad Politécnica. pp. 84-146