



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

**EFFECTOS ECONÓMICOS QUE CONLLEVA LA PRESTACIÓN DEL
SERVICIO DE REGULACIÓN DE VOLTAJE, POR UN AGENTE
GENERADOR ASOCIADO AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**

Héctor Rodolfo Rojas Valenzuela

Asesorado por el Ing. José Gabriel Catalán Álvarez

Guatemala, abril de 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**EFFECTOS ECONÓMICOS QUE CONLLEVA LA PRESTACIÓN DEL
SERVICIO DE REGULACIÓN DE VOLTAJE, POR UN AGENTE
GENERADOR ASOCIADO AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN
PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR:

HÉCTOR RODOLFO ROJAS VALENZUELA

ASESORADO POR EL ING. JOSÉ GABRIEL CATALÁN ÁLVAREZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ABRIL DE 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
EXAMINADOR	Ing. Otto Fernando Andrino Gonzáles
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADOR	Ing. Carlos Aníbal Chicojay Coloma
SECRETARIO	Ing. Carlos Humberto Pérez Rodríguez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

**EFFECTOS ECONÓMICOS QUE CONLLEVA LA PRESTACIÓN DEL
SERVICIO DE REGULACIÓN DE VOLTAJE, POR UN AGENTE
GENERADOR ASOCIADO AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Mecánica Eléctrica, el 4 de septiembre de 2006, referencia No. EIME. 181.2006.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'H. Rojas', with a horizontal line underneath.

Héctor Rodolfo Rojas Valenzuela

Guatemala, 22 de Noviembre del 2007.

Ingeniero
Guillermo Bedoya
Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica-Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala
Presente.

Estimado Ingeniero:

De conformidad a la designación que me hicieran, he realizado la asesoría del trabajo de graduación titulado **EFFECTOS ECONÓMICOS QUE CONLLEVA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE REGULACIÓN DE VOLTAJE POR UN AGENTE GENERADOR ASOCIADO AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**, elaborado por el estudiante universitario HÉCTOR RODOLFO ROJAS VALENZUELA, quien se identifica con carné No. 1998-11033, como requisito para optar al título de Ingeniero Mecánico-Electricista.

Luego de revisar el contenido y verificar la consistencia de los temas expuestos, recomiendo la aprobación del presente trabajo.

Las conclusiones y recomendaciones del presente trabajo son responsabilidad únicamente del Autor y Asesor.

Muy atentamente,


Ing. José Gabriel Catalán Álvarez
Cofegiado No. 5872
Asesor.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



Guatemala, 20 de FEBRERO 2008.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director
Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
EFECTOS ECONÓMICOS QUE CONLLEVA LA PRESTACIÓN
DEL SERVICIO DE REGULACIÓN DE VOLTAJE POR UN
AGENTE GENERADOR ASOCIADO AL SISTEMA NACIONAL
INTERCONECTADO, del estudiante Héctor Rodolfo Rojas
Valenzuela, por considerar que cumple con los requisitos establecidos
para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

JOSE GUILLERMO SERRA BARRIOS

Ing. José Guillermo Serra Barrios
Coordinador Área de Potencia

JGBB:nc



**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA**



FACULTAD DE INGENIERIA

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: HÉCTOR RODOLFO ROJAS VALENZUELA titulado: EFECTOS ECONÓMICOS QUE CONLLEVA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE REGULACIÓN DE VOLTAJE POR UN AGENTE GENERADOR ASOCIADO AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO, procede a la autorización del mismo.

Ing. Mario Renato Escobedo Martínez

DIRECTOR



GUATEMALA, 16 DE FEBRERO 1,008.

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG.126.08

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: **EFFECTOS ECONÓMICOS QUE CONLLEVA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE REGULACIÓN DE VOLTAJE, POR UN AGENTE GENERADOR ASOCIADO AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**, presentado por el estudiante universitario **Héctor Rodolfo Rojas Valenzuela**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.


Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
DECANO

Guatemala, abril de 2008



/cc

c.c. archivo.

ACTO QUE DEDICO A:

DIOS Y LA VIRGEN MARÍA	Por la oportunidad de existir.
MIS PADRES	Liliam Valenzuela Núñez. Héctor Rojas Castillo. Por su amor, apoyo y comprensión.
MIS HERMANOS	Betty y Edgar Por su entusiasmo, amor y ejemplo.
LA SEÑORA	Tirza De Arévalo. Por sus consejos y atenciones.
MIS AMIGOS Y COLEGAS	Por la compañía, ayuda y confianza.
MI ASESOR	Ing. José Gabriel Catalán Álvarez Por su dedicación, esmero y entusiasmo transmitido para la finalización de este trabajo.
CUCV	Por formarme en un ambiente de responsabilidad religiosa y social durante mis estudios universitarios.
MI TÍO RODOLFO	Por guiarme y motivarme religiosamente.
MI SOBRINO	Por inspirar y motivar los esfuerzos de la vida.

AGRADECIMIENTOS A:

Central Agro Industrial Guatemalteca S. A. (Ingenio Madre Tierra).
Específicamente a los Ingenieros Gabriel Catalán y Elmer Lemus.

AMM (Administrador del Mercado Mayorista). Específicamente al Ing.
Estuardo Morales.

Al Ing. Jorge López Choc, por su valioso ejemplo, y por haberme
motivado en la búsqueda del tema desarrollado.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
GLOSARIO.....	IX
RESUMEN	XV
OBJETIVOS	XVII
INTRODUCCIÓN.....	XIX
1 GENERALIDADES AL PROPONER EL COBRO DE LA POTENCIA REACTIVA	
1.1 Mercados de electricidad en el mundo.....	1
1.1.1 Mercado eléctrico guatemalteco.....	6
1.2 El problema de la generación de potencia reactiva en Guatemala	7
2 CONCEPTOS BÁSICOS RELACIONADOS CON LA POTENCIA REACTIVA	
2.1 Importancia de la confiabilidad y seguridad de los sistemas eléctricos.....	9
2.1.1 Colapso de tensión	10
2.2 Conceptos básicos de potencia reactiva	11
2.3 Generación y consumo de potencia reactiva.....	15
2.4 Flujo de potencia reactiva en relación con la tensión de la red	16
2.4.1 Transformadores de regulación.....	17
2.4.2 Compensadores estáticos	19
2.4.3 Generadores síncronos	19
2.4.4 Líneas de transmisión.....	21

2.4.5 Elementos shunt.....	22
2.4.6 Consumos.....	22

3 ANTECEDENTES

3.1 Importancia de la confiabilidad y seguridad de los sistemas	25
3.2 Servicios auxiliares.....	26
3.2.1 Regulación de la frecuencia	31
3.2.2 Operación de reservas	33
3.2.3 Capacidad de arranque en negro (<i>black out</i>)	33
3.2.4 Control de voltaje y reservas de potencia reactiva	35
3.3 Metodologías basadas en mercados	36
3.3.1 Sistemas de tarifación de potencia reactiva	36
3.3.1.1 Chile.....	37
3.3.1.2 Argentina	40
3.3.1.3 Otros países.....	42
3.4 Propuestas basadas en costos para los servicios de control de voltaje y potencia reactiva	45
3.5 Propuestas de mercado para los servicios de control de voltaje y potencia reactiva	46
3.5.1 Los servicios de control de voltaje y potencia reactiva como problemas de optimización	48

4 SISTEMAS DE GENERACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

4.1 Curvas de capacidad o capacidad del generador síncrono	53
4.2 Determinación de la eficiencia de un generador, de acuerdo con los niveles de generación de potencia activa y reactiva.....	58
4.3 Estudio y determinación del consumo de combustible por parte del sistema motriz del generador	61

5 EL PROBLEMA DE CONTROL DE VOLTAJE Y SU RELACIÓN CON LOS MERCADOS DE ENERGÍA

5.1 Dispositivos que proporcionan el servicio de control de voltaje y reservas de potencia reactiva.....	72
5.1.1 Comparación de respuesta de dispositivos de potencia reactiva.....	74
5.1.2 Márgenes de estabilidad de voltaje por medio de curvas P-V	75
5.1.3 Márgenes de estabilidad de voltaje por medio de curvas Q-V....	77

6 CARGOS POR EL SERVICIO DE REGULACIÓN DE VOLTAJE Y RESERVAS DE POTENCIA REACTIVA

6.1 Introducción.....	79
6.2 Propuesta para la asignación de cargos por los servicios de regulación de voltaje y reservas de potencia reactiva	81
6.3 Desarrollo de la metodología.....	83
6.4 Costos fijos de dispositivos de control.....	85
6.4.1 Costos explícitos de un generador operando como un condensador síncrono	89
6.4.2 Costos explícitos de bancos de capacitores y reactores	90
6.4.3 Costos explícitos del compensador estático	92
6.4.4 Costos explícitos de transformadores con intercambiador de derivación	92
6.4.5 Sincronización de unidades termoeléctricas.....	93
6.4.6 Costo de arranque de unidades termoeléctricas	94
6.5 Asignación de cargos por el servicio de regulación de voltaje.....	95

CONCLUSIONES	97
---------------------------	----

RECOMENDACIONES	99
------------------------------	----

BIBLIOGRAFÍA	103
---------------------------	-----

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Esquema modelo poolco	2
2	Estructura de los mercados eléctricos emergentes	4
3	Factor de potencia en atraso	13
4	Factor de potencia en adelanto	13
5	Circuito π equivalente de un transformador.....	18
6	Generadores síncronos	19
7	Operación del generador síncrono.....	20
8	Circuito π equivalente de una línea de transmisión.....	21
9	Establecimiento del factor de potencia de un generador por medio de la corriente límite del campo del rotor.....	53
10	Deducción de una curva de capacidad o capacidad de un generador sincrónico, diagrama fasorial del generador.....	54
11	Curva de capacidad resultante del generador	57
12	Diagrama de capacidad que muestra el límite de la potencia del motor primario	58
13	Curva de capacidad o capacidad del generador	60
14	Curva de capacidad o capacidad del generador en estudio	67
15	Diagrama de un banco de capacitares	73
16	Comportamiento de un sistema sin compensación, con un condensador síncrono, y con un CEV para una falla trifásica	75
17	Curva P-V de un sistema de potencia con carga constante	76
18	Curva típica Q-V	78
19	Triángulo de potencias.....	88

TABLAS

I	Fórmulas que relacionan energía y potencia	11
II	Signos de la potencia activa.....	14
III	Signos de la potencia reactiva	14
IV	Relación FP- Q/P	16
V	Servicios que la FERC requiere que sean ofrecidos por los proveedores de transmisión y que los usuarios los tomen del proveedor de transmisión	29
VI	Servicios que la FERC requiere que sean ofrecidos por los proveedores de transmisión, pero que los usuarios los puedan tomar del proveedor de transmisión, comprar de terceras partes o autoabastecerse	29
VII	Servicios que la FERC no requiere sean ofrecidos por proveedores de transmisión	30
VIII	Datos de placa del generador en estudio.....	64
IX	Datos obtenidos de mediciones realizadas en el generador.....	65
X	Datos utilizados para deducir las potencias que genera la máquina de acuerdo a los distintos factores de potencia de operación	66

LISTA DE SÍMBOLOS

μs	Micro segundos.
AC	Corriente Alterna.
Amp	Amperios.
C	Capacitancia en faradios.
DC	Corriente continua.
f	Frecuencia en ciclos por segundo.
Hz	Hertz.
I	Corriente.
KHz	Kilo hertz.
kV	Abreviatura de kilovoltios.
kVA	Abreviatura de kilovoltios–amperios.
kVAR	Abreviatura de kilovoltios–amperios reactivos.
MVAR	Abreviatura de megavoltios- amperios reactivos.
kVARh	Abreviatura de kilovoltios- amperios reactivos hora.
kW	Abreviatura de kilovatios.
MW	Abreviatura de megavatios.
kWh	Abreviatura de kilovatios hora.
L	Inductancia en henrios.
R	Resistencia.
seg	Segundos.
V	Voltaje.
X_C	Reactancia capacitiva
X_L	Reactancia inductiva
Z	Impedancia
ϕ	Desplazamiento angular en grados

π	Valor pi igual a 3.1416
P	Potencia.
V₁	Voltaje en el punto 1.
V₂	Voltaje en el punto 2.
Q	Componente reactivo de la impedancia.
MW	Mega Watts.
S	Potencia compleja.
I_{A1}	Corriente de campo del rotor del generador en un tiempo 1.
I_{A2}	Corriente de campo del rotor del generador en un tiempo 2.
I_{A3}	Corriente de campo del rotor del generador en un tiempo 3.
E_{A1}	Voltaje en las terminales del generador en un tiempo 1.
E_{A2}	Voltaje en las terminales del generador en un tiempo 2.
E_{A3}	Voltaje en las terminales del generador en un tiempo 3.
Lbs/hr	Abreviatura de libras por hora.

GLOSARIO

AMM	Administrador del mercado mayorista.
AS	Servicios Auxiliares, por sus siglas en inglés, <i>Ancillary Services</i> .
Black out	Término utilizado para definir una pérdida total de generación.
Black start	Término utilizado para definir un arranque en negro, o un arranque sin que se tenga referencia de voltaje para sincronizar las unidades generadoras.
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S. A. (de Argentina).
CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga, (del país de Chile).
CER	Compensadores Estáticos de Reactivos, son equipos utilizados para resolver problemas de requerimientos de reactivos.
Colapso de Tensión	Término utilizado para denominar la pérdida total del suministro de energía de algún área específica.

Comercializador	Es la persona, individual o jurídica, cuya actividad consiste en comprar y vender bloques de energía eléctrica con carácter de intermediación y sin participación en la generación, transporte, distribución y consumo.
D	Proveedor y distribuidor del servicio, por sus siglas en inglés, <i>Distribution Service Provider</i> .
Distribuidor	Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica.
EMCO	Compañía Limitada de Mercadeo de Electricidad de Nueva Zelanda, por sus siglas en inglés, <i>Electricity Market Company Limited</i> .
Ente Regulador	Es la empresa que asegura al mercado el acceso indiscriminado y la disponibilidad de los servicios provistos por la generación.
FACTS	Sistema de transmisión flexible de corriente alterna, por sus siglas en inglés, <i>Flexible AC Transmisión System</i> .
FERC	Comisión Federal de Regulación de Energía, por sus siglas en inglés, <i>Federal Energy Regulatory Comision</i> .
FP	Factor de Potencia.

G	Generador
Gran Usuario	Es aquel cuya demanda de potencia excede 100 kilovatios (kW).
Generador	Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, que comercializa total o parcialmente, su producción de electricidad.
Hidro-Termico	Que pertenece al sistema impulsado por agua, o al sistema impulsado por vapor.
IEEE	Entidad normalizadora en Estados Unidos. Por sus siglas en inglés, <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.</i>
Impedancia	Valor de la resistencia que se obtiene en corriente alterna.
ISO	Sistema de Operación Independiente, por sus siglas en inglés <i>Independent System Operator</i> .
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista.
Mercado Spot	Mercado al cual esta sujeto el precio de la energía, de acuerdo con los costos de los combustibles.
MM	Mercado Mayorista.
NEC	Entidad normalizadora en Estados Unidos. Por sus siglas en inglés, <i>National Electrical Code Standards</i> .

NGC	Compañía de Red Nacional de Estados Unidos, por sus siglas en inglés <i>National Grid Company</i> .
NZEM	Mercadeo Eléctrico de Nueva Zelanda, por sus siglas en inglés, <i>New Zeland Electricity Market</i> .
OED	Organismo Encargado del Despacho.
P.U.	Valor por unidad de voltaje, corriente o impedancia de un circuito que se expresan en por ciento o por unidad de un valor base o de referencia que se elige para cada una de tales magnitudes.
Participante	Conjunto de agentes del MM más el conjunto de empresas que sin tener esta última condición, realizan transacciones económicas en el MM, con excepción de los usuarios del servicio de distribución final sujeto a regulación de precios.
PJM	Siglas en inglés de los estados de <i>Pennsylvania, New Jersey, Maryland</i> .
PM	Comercializador de Potencia, por sus siglas en inglés, <i>Power Marketer</i> .
Pool	Grupos de empresas que se encargan de la operación de sus sistemas a efectos de lograr la operación más económica, o comúnmente llamada “el despacho”.

Poolco	Modelo administrador, independiente de los compromisos comerciales.
PX	Intercambiador de potencia, por sus siglas en inglés, <i>Power Exchange</i> .
R	Proveedor del servicio al pequeño consumidor, por sus siglas en inglés, <i>Retail Service Provider</i> .
Reactivos	Otro nombre utilizado para el mercado o generación de potencia reactiva.
RTO	Organización Regional de Transmisión, por sus siglas en Inglés, <i>Regional Transmisión Organization</i> .
SC	Coordinador de programación, por sus siglas en inglés, <i>Scheduling Coordinator</i> .
SCROPF	Flujo de potencia optima reactiva necesaria, por sus siglas en inglés, <i>Security Constrained Reactive Optimal Power Flow</i> .
Shunt	Significado que se le da a un aparato que se encuentra conectado paralelamente.
SIN	Sistema Nacional Interconectado, es la red que forman todos los agentes generadores para poder suplir la energía eléctrica de Guatemala.

Subexcitado	Término utilizado para indicar que el rotor de un generador no está siendo alimentado con la corriente directa necesaria para mantener su voltaje en las terminales del estator.
Subtensión	Término utilizado para nombrar una caída de voltaje o un bajo voltaje.
Tap	Derivaciones que poseen los transformadores para poder cambiar su relación de transformación.
TO	Propietario de Transmisión, por sus siglas en inglés, <i>Transmisión Owner</i> .
Transportista	Es la persona, individual o jurídica poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad.
Usuario	Es el titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica.

RESUMEN

Se desarrolla en este trabajo de graduación como punto fundamental, un estudio del impacto económico que produce la generación y consumo de potencia reactiva en un agente generador, ya que no se observa rentabilidad para el mismo. Las mediciones que corresponden a este estudio, fueron realizadas en un generador de la empresa Ingenio Madre Tierra, y fueron analizadas y estudiadas para poder obtener los datos específicamente necesarios para realizar con éxito el estudio.

Para la evaluación de la importancia que conlleva la prestación del servicio de regulación de voltaje, se presentan en este documento, los principales problemas, y soluciones que al sistema nacional interconectado le permiten operar con mayor confiabilidad, para mantener la continuidad del servicio.

En cualquier sistema de potencia enmarcado en un ambiente no regulado, la función principal del operador de sistema es mantener condiciones de operación seguras y confiables por medio de dispositivos capaces de aportar servicios conocidos como auxiliares, pero que son indispensables para el funcionamiento adecuado del sistema.

La característica local del control de voltaje origina la existencia de áreas reactivas en el sistema, por lo que es necesario identificar éstas áreas y conocer cuál de ellas se está beneficiando con el incremento de reservas de potencia reactiva y asignar los cargos a los beneficiados con el servicio.

OBJETIVOS

➤ **General**

Realizar un estudio del impacto económico que conlleva la prestación del servicio de regulación de voltaje a un agente generador, con base a cálculos realizados en una planta de producción de energía eléctrica, observando los resultados obtenidos.

➤ **Específicos**

- 1 Elaborar el marco conceptual de referencia para el estudio de los efectos económicos que conlleva la regulación del voltaje.
- 2 Identificar soluciones similares que se han propuesto en otros países del mundo para afrontar el tema de la generación y facturación de potencia reactiva.
- 3 Plantear soluciones para los problemas que conlleva la generación de reactivos.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, los sectores eléctricos se encuentran inmersos en procesos de cambios, referentes a su estructura operativa y comercial. Diferentes modelos han sido propuestos y algunos de ellos están en operación. Estos modelos presentan un mercado común conocido como mercado primario. El mercado primario establece el marco de referencia para la compra venta de potencia activa por cierto período de tiempo (Energía). La realización de transacciones de potencia activa requiere de servicios auxiliares relacionados con la calidad y seguridad del sistema eléctrico. Estos servicios pueden ser suministrados como parte integral de las transacciones definidas en el mercado primario o mediante un mercado adicional. El diseño de uno o más mercados dependerá no solamente del número de participantes involucrados sino también de la configuración del Sistema Eléctrico.

El servicio de compensación de potencia reactiva presenta características muy diferentes a los otros servicios auxiliares, debido a su naturaleza y los dispositivos que lo proporcionan.

La compensación de potencia reactiva tiene como objetivos:

- Regular continuamente el perfil de voltaje
- Mantener un nivel adecuado de reservas de potencia reactiva para soportar contingencias.

El primer objetivo se logra mediante la coordinación de elementos pasivos y elementos dinámicos. El nivel adecuado de reservas de potencia reactiva requiere forzosamente de la coordinación de elementos dinámicos.

Entonces, hay una separación funcional del servicio de compensación reactiva en servicio de regulación de voltaje y servicio de reservas de potencia reactiva. Sin embargo, existe una relación directa con el mercado primario, debido a que algunos elementos como los generadores síncronos proporcionan ambos servicios.

En forma genérica, los servicios auxiliares pueden clasificarse en servicios para la seguridad del sistema y servicios para la calidad del mismo. Esto se muestra a continuación:

Seguridad	Calidad
Reserva rodante y operativa de Potencia activa	Control de frecuencia
Regulación primaria	Control de voltaje
Reservas de potencia reactiva	Continuidad en el servicio

Una de las características del servicio de potencia reactiva, es que este es un problema local con mayor impacto en sistemas longitudinales que en sistemas cuya configuración es en forma de malla, debido a las distancias eléctricas y la imposibilidad que tiene la potencia reactiva de ser transportada grandes distancias.

Adicionalmente, el efecto de los elementos de transmisión hace más complicado el problema, aun en sistemas cuya configuración es en forma de malla, ya que en ocasiones los generadores no son capaces de aportar sus propios requerimientos lo cual indica que ellos deberán considerarse usuarios del servicio de potencia reactiva.

Para el despacho de potencia reactiva se considera todos los dispositivos de control de voltaje y potencia reactiva disponibles: unidades de generación participantes en el mercado primario, compensadores estáticos de potencia reactiva, bancos de capacitores y reactores, así como transformadores con cambiador de derivación bajo carga.

El presente trabajo combina un estudio basado en los conceptos originarios de la potencia reactiva, y poco a poco va abarcando y recopilando la información necesaria para poder abarcar el tema que se centra en los efectos económicos que la producción de la potencia reactiva origina a los agentes generadores del país.

1 GENERALIDADES AL PROPONER EL COBRO DE LA POTENCIA REACTIVA

1.1 Mercados de electricidad en el mundo

Es bien sabido que en la mayoría de los países del mundo, ha evolucionado rápidamente la organización de los sistemas eléctricos, transformado al sector en un ámbito de competencia, en donde se desarrolla la actividad.

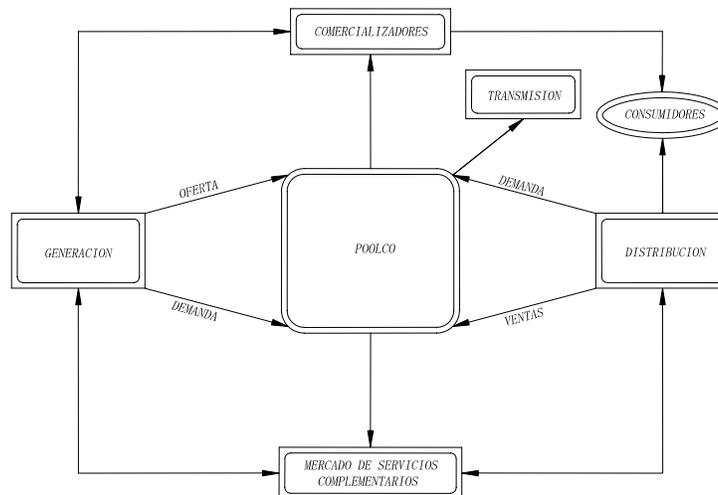
Gran cantidad de modelos de organización y reestructuración han sido investigados, propuestos y experimentados en varios países, adoptando una forma que en general ha estado asociada a la organización original de las empresas existentes.

La similitud entre ellos ha llevado a la creación de distintos negocios o entes para la generación, transmisión y distribución de energía. Los entes encargados de la transmisión y distribución de energía generalmente permanecen regulados para permitir un ambiente competitivo, en el que se desarrolle el sector generación.

Los primeros sistemas de operación coordinada que se pusieron en funcionamiento en algunos países, fueron los denominados “*pools*”, grupos de empresas que se encargan de la operación de sus sistemas a efectos de lograr la operación más económica, o comúnmente llamada “el despacho”, manteniendo la operabilidad y estabilidad del sistema eléctrico interconectado.

Dentro de este esquema, aparece el primer modelo como tal denominado Administrador o Poolco, cuyas características, son: ser un pool con despacho centralizado, independiente de los compromisos comerciales, y cálculo de precios al Spot; dicho de otra manera, el Pool tiene a su cargo tanto la operación del mercado, como la del sistema. El ente regulador es el que asegura al mercado el acceso indiscriminado y la disponibilidad de los servicios provistos por la generación (aporte a la regulación primaria de frecuencia, potencia reactiva, reserva rodante operativa y reserva fría), y establece los mecanismos de liquidación de las diferencias entre los volúmenes de energía y capacidad, efectivamente estipulados y establecidos en los contratos estipulados entre vendedores y consumidores.

Figura 1. Esquema Modelo Poolco



Fuente: Elaboración propia.

El NGC (*National Grid Company*) del Reino Unido, el CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S. A.) de Argentina y el CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga) de Chile, se colocan

dentro de esta definición, justamente en los países que comenzaron con las reformas.

Se deduce de estos sistemas con despacho centralizado basado en la oferta de precios o costos de operación de los generadores, que es conveniente a veces separar la función técnica operativa de la función económica.

De esta manera aparecen varios tipos de organizaciones de los mismos Pools, con la idea de reestructurar los mercados eléctricos, tanto corporativa (propiedad) como funcionalmente (servicios y productos), que según su función se han denominado de distintas formas.

Una de estas organizaciones es el denominado modelo ISO-PX, el que se caracteriza por ser descentralizado, en donde la figura del Operador Independiente del Sistema (*Independent System Operator – ISO*) también denominado Operador del Mercado, y la bolsa de Energía (*Power Exchange – PX*) básicamente define el funcionamiento del sistema.

El ISO, que es un ente al igual que los RTO (*Regional Transmission Organization*) en EEUU, es una organización neutral e independiente, que idealmente no tiene intereses económicos en generación, demanda ni transmisión, y que administra la operación y el uso del sistema de transmisión de energía eléctrica, al igual que el AMM (Administrador del Mercado Mayorista) aquí en Guatemala. Este operador tiene entre otras responsabilidades, autoridad sobre el despacho de generación para preservar o mantener la confiabilidad, facilitar la eficiencia y asegurar el acceso no discriminatorio al sistema de transmisión, manteniendo al mismo tiempo la confiabilidad y la seguridad del Sistema Nacional Interconectado (SNI).

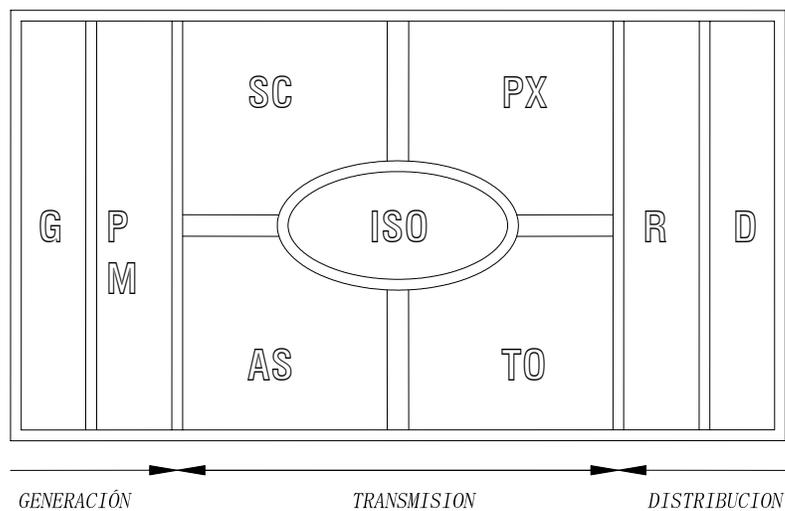
Un ejemplo de procedimiento de oferta se explica a continuación:

El PX es el organismo donde se realiza el balance entre la generación y la demanda en el mercado de energía futura de acuerdo a un conjunto de normas. Se caracteriza por aceptar ofertas de precios, usualmente por cada hora, con no más de un día de anticipación, resultando un precio de transacción igual al mayor valor al que es necesario recurrir en cada período horario establecido para satisfacer la demanda, facilitando además la realización de contratos bilaterales.

Ahora bien, la experiencia más reciente señala una mayor descomposición de las funciones involucradas. De esta forma, un análisis de los principales modelos de organización y estructura del mercado eléctrico, señala la existencia de otros participantes.

La figura dos nos muestra los principales componentes identificados en la estructura de los nuevos mercados eléctricos emergentes.

Figura 2. Estructura de los mercados eléctricos emergentes.



G:	<i>Generator</i>	ISO:	<i>Independent System Operator</i>
PM:	<i>Power Marketer</i>	TO:	<i>Transmission Owner</i>
PX:	<i>Power Exchange</i>	R:	<i>Retail Service Provider</i>
SC:	<i>Scheduling Coordinator</i>	D:	<i>Distribution Service Provider</i>
AS:	<i>Ancillary Services provider</i>		

Fuente: Verónica Cortez Silva, Señal de Precios para La Potencia Reactiva en Mercados Descentralizados y Competitivos.

En este esquema, las compañías generadoras y los agentes generadores intermediarios (*Power Marketer* – PM) constituyen el sector de generación.

El sector distribución está representado por los comercializadores (*Retail Service Provider* – R) y los distribuidores (*Distribution Service Provider* – D).

Finalmente, el sector transmisión incluye a los dueños del sistema de transmisión (*Transmission Owner* – TO), quien provee el acceso y uso de la red sin discriminar entre los usuarios, y no debe tener intereses económicos en generación; los proveedores de servicios complementarios (*Ancillary Services Provider* – AS) quienes generalmente son designados por el ISO; y a los usuarios del sistema de transmisión, representados por el PX, y los coordinadores de la programación y despacho (*Scheduling Coordinator* – SC). Estos últimos son los organismos encargados de realizar el proceso de programación y despacho sin necesariamente regirse por las reglas del PX. Así, entonces, el PX puede ser visto como un coordinador regulado.

Los componentes del modelo de reestructuración recién mencionados, pueden estar presentes en la estructura de los mercados eléctricos. En algunos casos, uno o más de estos componentes no existen, y en otros casos, dos o

más de los mismos se fusionan en una sola entidad. Las posibilidades de combinación son muchas, por lo que la estructura adoptada en cada caso depende de los objetivos de cada sector.

1.1.1 Mercado eléctrico guatemalteco.

En Guatemala, el área de generación está en su mayoría en manos de las empresas privadas, y dentro de sus políticas comerciales, está la compra de combustible, manutención y operación de sus plantas, la venta o compra de energía activa en el mercado spot, la venta o compra de potencia activa en el mercado spot (potencia firme), pagos por el uso del sistema de transmisión, y finalmente, la venta de contratos de largo plazo para proporcionar suministro de energía a sus clientes finales, que pueden ser clientes libres o regulados.

El Centro de Despacho de Carga (CDC) es el ente que opera el mercado de corto plazo y realiza el despacho hidro-térmico, independientemente de los contratos comerciales de las empresas. Como se mencionó anteriormente, este organismo funciona como un Poolco y de acuerdo a reglamentos internos, éste debería constituirse como un ente independiente y arbitrario.

La venta y compra de los contratos de suministro y los de uso del sistema de transmisión son acuerdos fijados directamente entre las partes interesadas y no se usa un agente intermediario para realizar tales transacciones.

Finalmente, en el segmento de distribución, las empresas concesionarias son las encargadas de dar obligatoriamente este servicio a quien lo solicite (si

es que se encuentra dentro del área de concesión), así como de construir las instalaciones apropiadas para brindar este servicio.

1.2 El problema de la generación de potencia reactiva en Guatemala.

Debido a que se tiene penalización, cuando el factor de potencia esta por debajo de 0.90, el agente distribuidor o comercializador aplica una multa si se está fuera de rango, lo cual se manifiesta en la factura por consumo. En nuestro país, el sistema de generación de potencia reactiva, es responsabilidad de cada una de las plantas generadoras asociadas al Sistema Nacional Interconectado. El Centro de Despacho de Carga (CDC) es encargado de observar todas las condiciones de operación del sistema, de los nodos ubicados en los distintos puntos del país; de esa manera, solicita la generación de Potencia Reactiva a cada uno de los entes generadores. Por su puesto, la cooperación de las plantas, no siempre es la adecuada, ya que no se puede saber con exactitud, si se lleva a cabo la producción o consumo de reactiva, como lo requiere el CDC.

En ocasiones, los agentes generadores, adquieren bancos de capacitores, para lograr estabilizar los niveles de potencia reactiva dentro de las plantas, y así no afectar el consumo o entrega de reactiva por parte del generador.

Sabemos de sobre manera, que la generación de potencia reactiva por un agente asociado, no conlleva beneficios económicos, ya que es potencia que no tiene un precio, pero es necesario entregarla para poder mantener el sistema nacional en niveles, factores o puntos óptimos de funcionamiento y de estabilidad.

En Guatemala no se cuenta con un mercado de Potencia Reactiva, que ofrezca una libre competencia entre los generadores y permita obtener incentivos económicos, como se dijo anteriormente, los agentes generadores prestan el servicio como colaboración, pero en el sistema nacional interconectado, el agente generador necesita saber cuanto le cuesta producir la reactiva para evaluar las ventajas y desventajas que le aplican dentro del mercado económico, por ese motivo, este trabajo de graduación, trata de demostrar cuanto mas caro es producir reactiva que activa o viceversa. Más adelante se muestran pruebas reales en donde se muestra en que le afecta al agente generador, la prestación del servicio de generación de reactiva.

2 CONCEPTOS BÁSICOS RELACIONADOS CON LA POTENCIA REACTIVA

2.1 Importancia de la confiabilidad y seguridad de los sistemas eléctricos.

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

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

Por ejemplo, uno de los criterios de seguridad de servicio se refiere a los márgenes de producción de potencia reactiva de las unidades generadoras. Aunque los costos (directos) de producción de las centrales, que están despachadas económicamente, son los menores de entre los medios disponibles, su uso debe quedar restringido por condiciones de seguridad en la operación, ya que es importante que deba existir reserva rodante, es también necesario contar con reserva de potencia reactiva de regulación. Esta corresponde a márgenes no utilizados de potencia reactiva en unidades

generadoras que quedan disponibles para afrontar contingencias, ya sea de otra unidad generadora, del sistema de transmisión o de variación en los consumos.

2.1.1 Colapso de tensión

Este término específico comenzó a usarse en los últimos años en la industria eléctrica. En redes fuertemente cargadas pueden producirse situaciones con efecto de auto-realimentación en que la demanda requiere más reactivos y la red no está en condiciones de suministrarla.

Los transformadores con regulación automática de tensión tienden a mantener constante la tensión de alimentación a la demanda. Si se produce alguna contingencia que reduce la tensión de un área del sistema eléctrico, estos transformadores tenderán a reestablecer la tensión a la demanda incrementando consecuentemente el consumo de reactivos desde la red, simultáneamente los generadores de otras áreas incrementarán su excitación cargando aún más las líneas produciéndose un mayor consumo de potencia reactiva de las mismas. Todas estas acciones pueden disminuir nuevamente el nivel de tensión del sistema de transmisión.

Si el ciclo descrito se repite nuevamente, sin que se tomen medidas al respecto, se estaría entrando en el fenómeno denominado colapso de tensión, provocando la pérdida total del suministro en el área.

El colapso de tensión puede sobrevenir en tiempos relativamente cortos que pueden variar desde segundos hasta minutos.

Las acciones preventivas a tomar de este fenómeno, provocado por el déficit de potencia reactiva, son las siguientes:

- a. Mejoramiento del factor de potencia de la demanda.
- b. Aumento de la reserva de potencia reactiva en el sistema de transmisión cerca de las áreas de demanda.
- c. Disminución de la carga en las líneas de transmisión.

Las acciones correctivas, orientadas a controlar el fenómeno una vez iniciado, pueden ser:

- a. Instalación de mecanismos automáticos de desconexión de reactores.
- b. Corte de carga parcial por subtensión en áreas deficitarias.

2.2 Conceptos básicos de potencia reactiva

El concepto de potencia reactiva es vago y confuso, sin embargo su significado físico puede ser asociado a la razón a la cual la energía es entregada a capacitancias e inductancias ideales para incrementar el voltaje y la corriente, respectivamente. Esto es físicamente análogo a la potencia requerida para cambiar la velocidad de una máquina rotatoria ideal.

Tabla I. Fórmulas que relacionan energía y potencia

Energía Cinética	Energía Inductiva	Energía Capacitiva
$E_K = \frac{1}{2} J \omega^2$	$E_L = \frac{1}{2} L i^2$	$E_C = \frac{1}{2} C v^2$
$P_K = J \omega \frac{d\omega}{dt}$	$P_L = L i \frac{di}{dt}$	$P_C = C v \frac{dv}{dt}$

Fuente: Elaboración propia

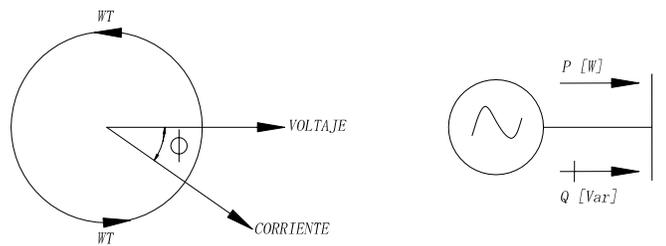
En otras palabras, el concepto de potencia reactiva surge de la introducción de elementos no lineales, como capacitancias e inductancias, en las redes eléctricas que hacen al ángulo de potencia ϕ (ángulo opuesto al cateto que nos indica la potencia reactiva en el triangulo de potencias) distinto de cero. Algunos de estos elementos surgen de máquinas eléctricas tales como motores y transformadores, y otros fenómenos naturales tales como el efecto pelicular (efecto piel) y el efecto de condensador (efecto capacitivo de las líneas de alta tensión).

El coseno del ángulo ϕ es comúnmente llamado factor de potencia, y entre menor es su valor, mayor es la cantidad de reactivos que fluye. El factor de potencia puede oscilar desde el rango de +1 y -1, o sea en 90 grados en adelante o 90 grados en atraso según los valores que se tengan de potencia activa y reactiva.

Cabe señalar que tanto una carga inductiva como una generación sobreexcitada implican un factor de potencia en atraso y por lo tanto, un ángulo ϕ negativo (tomando como referencia el fasor del voltaje). La figura representa lo recién explicado.

Figura 3. Factor de potencia en atraso

Cuando tenemos un factor de potencia en atraso, el fasor o vector de corriente, se atrasa con respecto al fasor voltaje.

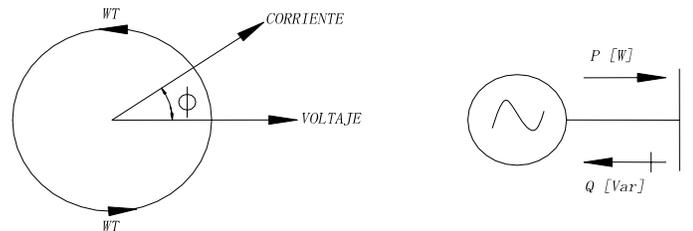


Fuente: Elaboración propia.

De la misma forma, si el factor de potencia es en adelanto, será como consecuencia de una impedancia capacitiva o un generador operando subexcitado, y por lo tanto un ángulo ϕ positivo. Esto se puede apreciar en la figura.

Figura 4. Factor de potencia en adelanto

Cuando tenemos un factor de potencia en adelanto, el fasor o vector de corriente, se adelanta con respecto al fasor voltaje.



Fuente: Elaboración propia.

En el caso de los signos de la potencia reactiva se utiliza la misma convención de la potencia activa, es decir, para el caso de potencia generada (generadores y fuentes shunt) se utiliza el signo positivo si se entrega y el negativo si se consume. Por el contrario, en el caso de la potencia consumida se usa el signo positivo si se consume y el negativo si se entrega. El resumen de esto se puede observar en las tablas siguientes:

Tabla II. Signos de la potencia activa

GENERACIÓN	CONSUMO
+ Generadores	+ Demanda de Consumidores
	+ Transformadores
	+/- Intercambios

Fuente: Elaboración propia

Tabla III. Signos de la potencia reactiva

GENERACIÓN	CONSUMO
+ Generadores	+/- Demanda de Consumidores
+ Condensadores Shunt	+ Transformadores
- Reactancias Shunt	+/- Intercambios
+/- Generadores Estáticos	

Fuente: Elaboración propia

2.3 Generación y consumo de potencia reactiva

Es necesario tener en cuenta que el consumo de potencia reactiva en los sistemas alternos es una condición inherente al consumo de energía eléctrica en términos de potencia activa, por lo tanto debe considerarse como un elemento que debe ser producido para que pueda ser consumido.

Teniendo presente lo anterior, se indican a continuación las etapas involucradas en la producción y consumo de energía eléctrica en relación a la potencia reactiva:

Generadores	→	Producen potencia reactiva
Transmisores	→	Producen y consumen potencia reactiva en Líneas, y consumen potencia reactiva en transformadores.
Consumidores finales y Empresas de distribución	→	Consumen potencia reactiva.

Los montos de potencia reactiva que se pueden llegar a consumir se evalúan de una forma que es útil, y que en algunos países utilizan para relacionar los modos con que habitualmente se cuantifica el consumo de potencia reactiva, es decir, el factor de potencia y la razón entre el consumo de potencia reactiva respecto de la potencia activa.

A continuación se muestra una tabla que muestra las relaciones entre el factor de potencia y las potencias activa y reactiva:

Tabla IV. Relación FP-Q/P

Factor de Potencia	Porcentaje de consumo de potencia reactiva respecto al consumo de potencia activa
0,85	62%
0,90	48%
0,93	40%
0,96	29%
0,98	20%
1	0%

Fuente: Verónica Cortez Silva, Señal de precios para la potencia reactiva en mercados descentralizados y competitivos.

Esta relación sirve simplemente para, dado un consumo de potencia activa, conocer el consumo máximo de potencia reactiva para mantener un cierto factor de potencia.

En cuanto a las características del consumo de potencia reactiva es importante notar que en un sistema eléctrico, los mayores consumos no se producen en horas de demanda máxima de potencia activa, sino que son típicos de otras horas, tales como las demandas máximas de las mañanas y las horas de valle de las tardes. Estas características se originan en el tipo de consumos presentes a esas horas como consumos industriales y consumos residenciales de aire acondicionado y otros del mismo tipo.

2.4 Flujo de potencia reactiva en relación con la tensión de la red

La naturaleza inductiva de consumos, líneas y transformadores conlleva a la necesidad de tener equipos para disminuir el flujo de potencia reactiva y evitar que se sobrecargue el sistema con este tipo de energía no aprovechable.

El flujo de potencia reactiva está directamente relacionado con el nivel de tensión en las barras del sistema.

A continuación se señalan las características de algunos de los elementos que influyen en el flujo de potencia reactiva y por ende en el control de tensión.

2.4.1 Transformadores de regulación

La estrecha relación entre la magnitud de los voltajes en las barras y el flujo de potencia reactiva hace que el uso de los transformadores con cambio de taps o derivaciones sean un efectivo control del flujo de potencia reactiva, aunque no llegan a solucionar completamente el problema.

Según estudios realizados, existen dos formas típicas de funcionamiento; una en sistemas radiales, donde cumplen la tarea de ajustar el voltaje nodal frente a caídas y subidas de tensión por las variaciones de carga que se producen debido a la irregularidad de la curva de demanda. La segunda, en un sistema cuya configuración es en forma de malla, donde además afectan los flujos de potencia reactiva.

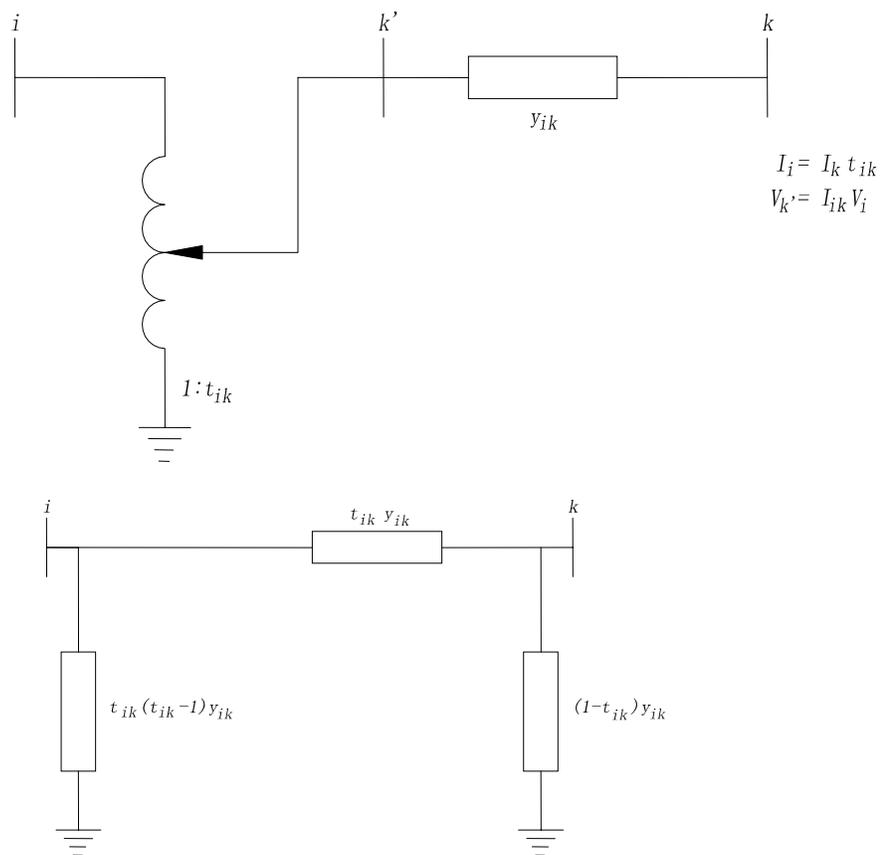
La reactancia de los transformadores con taps varía de manera importante con el cambio de éstos, sobre todo en los autotransformadores en que la variación porcentual puede alcanzar hasta un 50%.

Respeto a la modelación, un transformador convencional se puede incluir e un estudio de flujo de potencia simplemente agregando la impedancia del transformador a la línea de transmisión en donde se encuentra.

Esta modelación se realiza de la misma forma que la línea de transmisión, mediante un circuito π , como lo indica la figura.

Usualmente los cambios de taps son discretos, típicamente en incrementos o pasos de 0.625% a 1%. Esto dificulta el análisis matemático, por lo que normalmente se asumen variaciones continuas.

Figura 5. Circuito π equivalente de un transformador



Fuente: Elaboración propia.

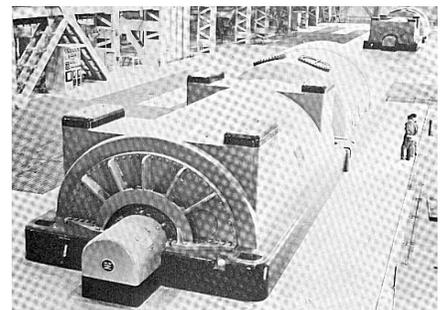
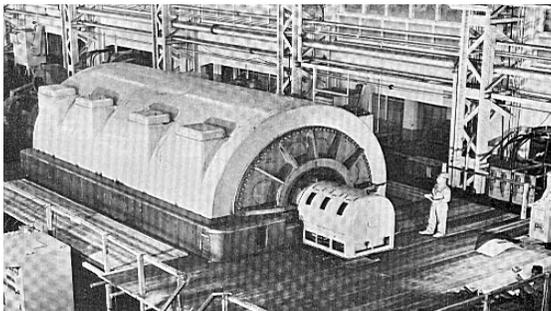
2.4.2 Compensadores estáticos

Los compensadores estáticos de reactivos (CER) son la contraparte moderna de los condensadores síncronos. Este tipo de aparato, ha sido utilizado para resolver problemas de requerimientos de reactivos en muchos sistemas, sin embargo, sus características operativas son muy distintas a las de los condensadores síncronos y pueden provocar problemas en la operación del sistema. Por eso es necesario recordar que cuando un CER opera en su máximo de potencia reactiva es equivalente a un simple condensador, por lo que está sujeto a perder su nivel de salida de potencia reactiva e función del cuadrado del voltaje.

2.4.3 Generadores síncronos

Los generadores síncronos pueden ser operados para absorber o generar un amplio rango de potencia reactiva a un nivel de potencia activa constante. Su operación depende de los sistemas de excitación a los que esté sometido. Asimismo, sus niveles de reactivos están limitados por una serie de características del generador, tales como: Potencia activa máxima y mínima, intensidad máxima del estator, intensidad máxima y mínima de excitación y estabilidad.

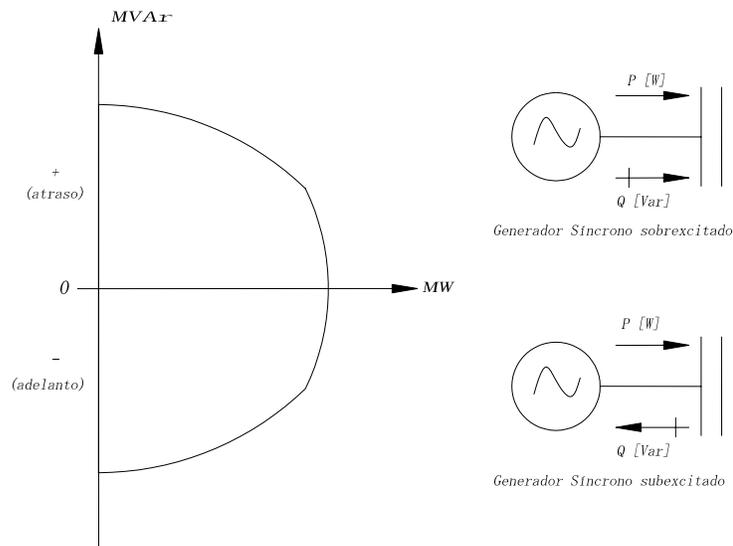
Figura 6. Fotografías de generadores síncronos.



Fuente: Internet.

De esta manera se determina el área de operación del generador, la que se muestra e la siguiente figura.

Figura 7. Operación del generador síncrono



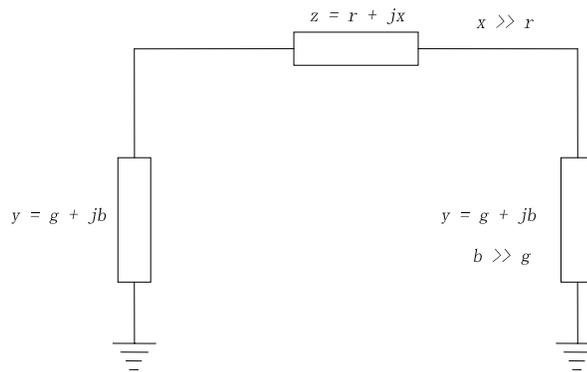
Fuente: Elaboración propia.

La principal característica de estos generadores es que su potencia reactiva decrece si el voltaje del sistema aumenta, y esta disminución de flujo de potencia reactiva del generador hace bajar el voltaje del sistema. Por el contrario, si se disminuye el voltaje del sistema, el flujo reactivo generado aumenta, por lo que se induce a un aumento del voltaje externo. Esta propiedad estabilizadora es más efectiva cuando los consumos están cerca de los generadores síncronos, y por ende más ineficiente para los puntos más alejados.

2.4.4 Líneas de transmisión

La modelación mas común de las líneas de transmisión es el circuito Pi (π), en la que se representa una impedancia en serie (fuertemente inductiva) y dos admitancias en paralelo (fuertemente capacitivas). En la figura se puede observar lo descrito.

Figura 8. Circuito π equivalente de una línea de transmisión



Fuente: Elaboración propia.

La principal característica del efecto paralelo capacitivo de las líneas es que al aumentar el voltaje, los condensadores lo aumentan aún más. Por el contrario, al disminuir el voltaje, el efecto capacitivo lo hace decrecer aún más. Este es un efecto desestabilizador propio de las líneas que se ve agravado con la longitud de las mismas.

Otra característica interesante de las líneas de transmisión es la relación X/R en su impedancia propia, la que varía de 5 a 15, lo que se traduce en que las pérdidas reactivas sean de 5 a 15 veces mayores que las activas en la línea.

Un tercer aspecto importante se refiere a las transferencias a través de la línea. Bajo su carga natural el exceso de potencia reactiva que es generada debe ser absorbida por algún elemento cercano (reactor, consumo o algún generador que no tenga problemas de voltaje). El caso opuesto es cuando las transferencias están sobre la carga natural de la línea, y el déficit de potencia reactiva debe ser suministrada por elementos capacitivos en paralelo o generadores.

2.4.5 Elementos shunt

Existe una gran variedad de elementos de tipo shunt que se utilizan con el fin de lograr una fuente de retiro o inyección de potencia reactiva. Condensadores y reactores ayudan a aumentar la capacidad de transmisión de las líneas y evitan el aumento de las pérdidas ohmicas en el sistema.

Ambos elementos, reactivos shunt y capacitivos shunt, poseen un efecto estabilizador en las redes debido a que si el voltaje a que están sometidos aumenta, su requerimiento de potencia reactiva también aumenta haciendo decrecer el voltaje. Lo contrario ocurre si el voltaje disminuye, ya que consumen menos reactivos haciendo subir el voltaje.

2.4.6 Consumos

Los distintos consumos presentes dentro de una red eléctrica requieren de potencia reactiva sólo para mantener campos eléctricos y magnéticos. Dicha potencia representa una carga adicional para todos los elementos y equipos necesarios en el proceso generación-distribución de energía, provocando generalmente una disminución en las tensiones de las barras.

Los consumos pueden ser representados por potencias activas y reactivas constantes, por impedancias, o como combinaciones de modelos representando dependencias no lineales del voltaje. En el caso de la impedancia, es decir, una resistencia y una reactancia a tierra, la resistencia es un valor siempre positivo que puede cambiar de según la curva de carga del consumo, y la reactancia puede ser positiva o negativa, según la naturaleza del consumo. La mayoría de los consumos es de naturaleza inductiva, por lo que la reactancia generalmente es positiva.

3 ANTECEDENTES

3.1 Aplicación del servicio en estados del mercado primario

Algunas formas de asignar cargos por estos servicios han sido propuestas, variando ampliamente en criterios y modelos matemáticos.

En el pool de Inglaterra en 1999, se lanzó el primer mercado para el servicio de potencia reactiva; la estructura de este mercado se basa en ofertas de capacidad y utilización de potencia reactiva por parte de las unidades de generación, el proceso de ofertas se realiza cada seis meses, y a las unidades de generación que entren al mercado se les paga de acuerdo al precio resultante del mercado, mientras que a las unidades que no entren, se les asigna un pago por omisión siempre y cuando estén disponibles.

En Estados Unidos la FERC (*Federal Energy Regulatory Comision*) define a los servicios auxiliares como aquellos necesarios para proveer el servicio básico de transmisión a los consumidores.

El establecimiento de una tarifa fija propuesto por la FERC (1995), y adoptado por PJM que pacta contratos bilaterales con los propietarios de las unidades de generación, remunerando únicamente por concepto de utilización, es decir, se paga por la salida de potencia reactiva medida en terminales. PJM, a su vez, ha propuesto un mercado a largo plazo, y en este modelo toma en cuenta las necesidades futuras de potencia reactiva, el diseño de mercado contendría un término de compensación de incentivo base y otro basado en el

desempeño o capacidad de entrega. Este último término se pagaría basado en la generación reactiva que está disponible para ser operada y que, cuando sea requerida, demostrar que tiene un desempeño aceptable.

En un mercado no centralizado, la función del operador del mercado es realizar una subasta estándar entre ofertas y demandas, donde se determinan precios para el mercado primario. Una vez obtenidos estos resultados, los reportan al operador del sistema para validarlos; si existe alguna violación física del sistema se corrigen los resultados y nuevamente se evalúan, hasta satisfacer las restricciones del sistema. En la estructura híbrida y centralizada se conjuntan las actividades del operador de mercado y de sistema, debido a que se resuelve el despacho y se obtienen precios de energía al mismo tiempo.

En todos los modelos, la función principal del operador del sistema radica en mantener la confiabilidad y seguridad del sistema proporcionada por los servicios auxiliares.

Estos servicios comprenden desde acciones que afectan a la transacción (como servicios de programación y despacho) hasta servicios que son necesarios para mantener la integridad del sistema de transmisión durante una transacción, como los servicios de seguimiento de carga y soporte de potencia reactiva/control de voltaje. Esto aparece en la ley general de electricidad donde están las atribuciones y obligaciones del AMM.

3.2 Servicios auxiliares

Sobre el desarrollo actual de los mercados de energía eléctrica, se ha visto la necesidad de proveer un conjunto de servicios complementarios, los cuales, desde un punto de vista conceptual, se definen considerando lo siguiente:

- Requerimientos del servicio.
- Beneficio de proporcionar cada servicio.
- Determinación del costo de cada servicio.

Asignación adecuada de costos a beneficiarios de los servicios.

Los servicios auxiliares pueden diferenciarse entre ellos, de acuerdo a los siguientes atributos, los cuales son criterios del despacho diario:

- **Causa del requerimiento.** Es decir, las razones por las cuales se requiere del servicio (calidad de suministro, seguridad). En términos económicos, esta es la necesidad que produce la demanda por el bien.
- **Guía para la cantidad de requerimiento.** Especificación de factores que definen la cantidad del servicio requerido. Estos factores, en términos económicos, determinan el nivel de demanda por el bien.
- **Opciones técnicas para cumplir los requerimientos.** Opciones respecto a la forma de entregar el servicio o de reducir los requerimientos. Económicamente hablando, esto representa las opciones de oferta y demanda acerca del bien.
- **Medición de la provisión.** Opciones para la medición de la entrega de este servicio. En términos económicos es la medición de las unidades suministradas del bien.
- **Medición de la causa.** Opciones para la medición de la causa del requerimiento de este servicio (medición de la demanda).
- **Consideraciones geográficas.** Servicio requerido específicamente en localidades o regiones particulares o

globalmente originado. Esto es la tendencia hacia los monopolios geográficos.

- **Potencial para competencia.** Grado hasta el cual existe un potencial para la competencia entre los proveedores del servicio. En términos económicos, esto se relaciona con el tipo de bien, su producción y temas asociados que afectan el potencial de falla del mercado.

Conforme la industria eléctrica se mueve en dirección a la libre competencia y a la desregulación, la variedad de servicios que anteriormente eran proporcionados por una compañía, ahora están siendo separados y pueden ofrecerlos varias compañías en un régimen competitivo.

Un sistema eléctrico de potencia relacionado con mercados, en general, está basado en los precios de servicios y productos. Un enfoque cuidadoso sobre los beneficios implica que los participantes del mercado (productores y consumidores) demandan pagos por los servicios si estos son benéficos al sistema en forma global. Un sistema hidroeléctrico tiene normalmente características de respuesta más rápidas que los sistemas termoeléctricos en lo concerniente al seguimiento de carga, retardos de tiempo, y capacidad de respuesta rápida entres variaciones de frecuencia. Entonces, tales servicios son valiosos para el manejo de sistemas interconectados. Sin embargo, la manera en que estas características de los sistemas son tratadas a nivel local puede influir en la forma de asignar precios en otros sistemas o mercados (por ejemplo, el mercado regional de Centroamérica).

De lo anterior, puede observarse que, cuando se integran sistemas hidroeléctricos y termoeléctricos podrá haber controversias en la forma de asignar precios en los servicios auxiliares. Hasta que las nuevas RTO (*Regional Transmisión Organization*) se encuentren en funcionamiento, la FERC requiere que los proyectos de transmisión ofrezcan seis de los doce

servicios discretos que se han acordado son esenciales para la confiabilidad y transacciones comerciales, tal como se resume en las tablas siguientes.

Tabla V. Servicios que la FERC requiere que sean ofrecidos por los proveedores de transmisión y que los usuarios los tomen del proveedor de transmisión.

SERVICIO	DESCRIPCIÓN	PERÍODO DE TIEMPO
Control del sistema	Las funciones del operador de control del área que programa generación y transacciones y que controla la generación en tiempo real para mantener el balance generación /carga.	Segundos hasta horas
Control de voltaje y reservas de potencia reactiva.	La inyección o absorción de energía reactiva por los generadores para mantener las tensiones del sistema de transmisión dentro de los rangos requeridos.	Segundos

Fuente: Gustavo Tequitlapa Gómez, Asignación de Cargos por Servicios de Control de Voltaje y Reservas Reactivas en Mercados de Energía.

Tabla VI. Servicios que la FERC requiere que sean ofrecidos por los proveedores de transmisión, pero que los usuarios los puedan tomar del proveedor de transmisión, comprar de terceras partes o autoabastecerse.

SERVICIO	DESCRIPCIÓN	PERÍODO DE TIEMPO
Regulación	Uso de generación equipada con gobernadores y CAG para mantener minuto a minuto el balance generación/carga dentro del área de control.	Aproximadamente 1 minuto
Reserva rodante operativa	Provisión de capacidad de generación sincronizada a la red y que responda inmediatamente para corregir los desbalances causados por disturbios y que esté totalmente disponible en 10 minutos.	Segundos a menos de 10 minutos.

Reserva operativa complementaria	Provisión de capacidad de generación y carga desconectable para compensar por disturbios y que esté disponible en 10 minutos (pero no requerida para responder inmediatamente)	Menos de 10 minutos
Balance de energía	Uso de generación para corregir desajustes horarios entre transacciones actuales y programadas.	Cada Hora

Fuente: Gustavo Tequiltlapa Gómez, Asignación de Cargos por Servicios de Control de Voltaje y Reservas Reactivas en Mercados de Energía.

Tabla VII. Servicios que la FERC no requiere sean ofrecidos por proveedores de transmisión.

SERVICIO	DESCRIPCIÓN	PERÍODO DE TIEMPO
Seguimiento de la carga	Uso de generación para cumplir las variaciones diarias y horarias en la carga del sistema	10 minutos hasta horas
Reserva rodante operativa	Capacidad de generación que puede estar totalmente disponible en una hora o menos	30 a 60 minutos
Reserva operativa complementaria	Uso de generación para compensar pérdidas de transmisión desde generadores hasta la carga.	Cada Hora
Programación dinámica	Medición en tiempo real telemetría y programas y equipo de computo para transferir parte o toda la producción de un generador o una carga desde un área de control a otra.	Segundos
Capacidad de arranque en negro	Capacidad de un generador para arrancar sin asistencia de fuentes de energía eléctrica, para energizar la red y ayudar a otras unidades a arrancar después.	Cuando ocurran colapsos en el sistema.
Servicios de estabilidad de red	Mantenimiento y uso de equipo especial (estabilizadores y resistores de ruptura dinámicos) para mantener la seguridad de la red de transmisión.	Ciclos

Fuente: Gustavo Tequiltapa Gómez, Asignación de Cargos por Servicios de Control de Voltaje y Reservas Reactivas en Mercados de Energía.

En las siguientes secciones, se describen los principales servicios auxiliares necesarios para operar de manera segura y confiable el sistema y, por consiguiente, el mercado de energía.

3.2.1 Regulación de la frecuencia

La regulación de frecuencia es el servicio que sigue momento a momento las fluctuaciones de carga del sistema y es proporcionado por unidades de generación equipadas con gobernadores y con un control automático de generación, cambiando su salida de potencia rápidamente (MW por minuto). En conjunto con las reservas rodantes, ayuda a mantener la frecuencia de interconexión, minimizando las diferencias entre flujos de potencia actuales y los programados entre áreas de control. Este servicio puede proporcionarse por cualquier generador apropiadamente equipado, y que se encuentre sincronizado al sistema.

A fin de valorar el desempeño de las unidades encargadas del servicio de regulación de frecuencia, es necesario considerar tres factores importantes:

- El monto de regulación suministrada (MW).
- La velocidad a la cual la unidad varía su salida de potencia (MW/minuto).
- El número de cambios de dirección por hora (rampa de subida y de bajada).

El servicio de regulación involucra cinco componentes de costo, los cuales son:

- **Penalización por régimen térmico nominal.** El ajuste frecuente de la salida de potencia de un generador incrementa la cantidad de

combustible usado, en comparación con la situación en la cual las unidades funcionan a una salida de potencia constante.

- **Costos de incrementar las operaciones y de mantenimiento.** Los cambios en la salida de la unidad de minuto a minutos, incrementan el desgaste de la unidad, provocando necesidades de revisión periódicas.
- **Disminución de la vida útil.** Los cambios en la salida de potencia minuto a minuto, acortan el tiempo de vida útil de la unidad, debido a que las partes se desgastan más rápidamente que si se mantuviera constante la potencia de salida.
- **Costo de oportunidad.** En algunos casos puede ser necesario reducir la salida de potencia de algunas unidades sincronizadas al sistema que se encuentren en un punto de operación de su potencia máxima de salida o cercano a este. Tales reducciones son necesarias para proporcionar regulación de frecuencia, aumentando la salida de potencia de estas unidades, o disminuyendo la salida de otras. Estas unidades perderán dinero basado en la diferencia entre el precio actual de la energía y el costo variable (más combustible, operaciones y mantenimiento) multiplicado por la reducción de la salida de energía. El costo de oportunidad debe ser asignado al servicio de regulación de frecuencia.
- **Asignación de unidades.** Puede ser necesario, operar algunas unidades (es decir, las unidades menos eficientes) para suministrar energía, y así compensar la salida de potencia de otras unidades que también se encuentren proporcionando el servicio de regulación de frecuencia.

3.2.2 Operación de reservas

(Reserva rodante, reserva fría y reserva rápida)

Existen varios tipos de reservas, cada una basados en el estado de operación de la unidad, las dos más importantes son: *la reserva rodante y la reserva fría*. La razón fundamental de requerir reservas rodantes y no rodantes es para proveer la potencia dejada de generar por efecto de alguna contingencia. Las reservas son típicamente manejadas por el área de control y son usadas cuando ocurre alguna contingencia para enfrentar las necesidades ocasionadas por el disturbio. La reserva rodante es el uso de unidades de generación sincronizadas al sistema, que pueden iniciar a incrementar su potencia inmediatamente en respuesta a los cambios de la frecuencia de la interconexión y esta puede estar totalmente disponible dentro de 10 minutos para corregir los desbalances generación/carga, causados por la salida de unidades de generación o contingencia en el sistema de transmisión. Debido a que la reserva rodante debe ser proporcionada por unidades previamente asignadas para este servicio, estas pueden proporcionar energía y/o reservas rodantes, esto basado en su oferta de servicio. Debido a los límites impuestos por su rampa, cada unidad tiene una diferente capacidad para el mercado de reservas. La máxima capacidad de reserva rodante es la rampa nominal, en MW/minuto.

3.2.3 Capacidad de arranque en negro (*black out*)

Este servicio auxiliar es la habilidad de un sistema eléctrico de ir de una condición de paro total a una de sincronización sin necesidad de ayuda externa. Este servicio auxiliar proporciona un seguro contra cualquier catástrofe, asociada con la salida de operación de grandes porciones del sistema. Esto es un seguro para proveedores y consumidores, al restablecer el sistema a su

operación normal de manera relativamente rápida y segura. Este servicio requiere tres conjuntos de recursos:

- Unidades de generación (a menudo hidroeléctricas y unidades termoeléctricas), que pueden arrancar sin la ayuda de fuentes de energía externas, a fin de energizar el sistema de transmisión, sincronizar otras unidades y, por último, restaurar el servicio a los clientes.
- Equipo del sistema de transmisión, controles y comunicaciones (incluso algunos que puedan operar sin energía tomada del sistema), así como personal de campo para supervisar y restaurar el sistema eléctrico después de un paro extendido.
- Equipo de control del sistema y comunicaciones (incluso algunos que puedan operar sin energía tomada del sistema), y personal para planear y dirigir las operaciones de restauración del sistema después de la salida de operación.

Este servicio también coordina el arranque en negro, de generadores individuales, conectándolos al sistema, balanceando a la generación con la carga, de acuerdo al número de unidades que se encontraban operando, sincronizando y reconectando porciones del sistema de transmisión, hasta que el sistema se encuentre totalmente restaurado. Cuando las primeras unidades generadoras se arrancan y conectan al sistema, el operador del sistema debe proporcionar carga para mantener la estabilidad de las unidades (es decir, operando entre límites, inferior y superior de carga), tomando en cuenta la rampa de cada unidad de generación y límites de control de voltaje. El tiempo es crítico debido a que las líneas de transmisión deben ser energizadas y hay que reconectar las cargas de acuerdo a la salida de potencia de los generadores; de otra forma, la generación y carga estarían desbalanceadas y el sistema se colapsaría una vez más.

3.2.4 Control de voltaje y reservas de potencia reactiva

El control de voltaje y reservas de potencia reactiva es el uso de equipos de generación y del sistema de transmisión para inyectar o absorber potencia reactiva, a fin de mantener los voltajes en el sistema de transmisión dentro de límites aceptables. La FERC, en los Estados Unidos, decidió que el costo de control de voltaje proporcionado por el equipo del sistema de transmisión (por ejemplo, a través de los condensadores, transformadores con cambiador de derivación, condensadores síncronos, reactores, y compensadores estáticos de VAR) debía ser incorporado dentro de tarifas correspondientes al servicio de transmisión, y no cobrados separadamente, mientras que el control de voltaje proporcionado por los generadores debe ser un servicio separado. Debido a que las pérdidas de potencia reactiva son más grandes que las pérdidas de potencia activa, ***el equipo de control del voltaje debe ser colocado a través del sistema de transmisión lo más cercano posible a donde se requiera controlar voltaje.***

En el caso del servicio de control de voltaje y reservas de potencia reactiva, en algunos mercados se ha establecido cuotas fijas, mensuales o anuales, con lineamientos que obligan a los participantes a proporcionar estos servicios.

El poder de mercado es una conducta anticompetitiva y monopólica que se ejerce en mercados de cualquier índole; en particular el ejercicio de poder de mercado con la potencia activa es una práctica que se trata de evitar a largo o mediano plazo, con la colocación de nuevas unidades de generación; este problema ocasiona incrementos en los precios de energía o la desconexión de carga del sistema, si bien son cuestionables estos problemas, con un mercado de potencia reactiva resultaría más complicado, debido a que ***la potencia***

reactiva no puede ser transportada a grandes distancias por la alta impedancia en las líneas de alta tensión, debido al efecto de regulación de voltaje; además, la regulación de voltaje en terminales de generación o de dispositivos de control de voltaje como compensadores estáticos de potencia reactiva, provocan la existencia de *áreas reactivas*, de esta manera es necesario el suministro local o regional de potencia reactiva, facilitando el ejercicio del poder de mercado en el suministro de potencia reactiva o poder de mercado reactivo, poniendo en peligro al sistema por un déficit de potencia reactiva.

3.3 Metodologías basadas en mercados

Se propone una estructura de ofertas de potencia reactiva, basada en tres regiones de operación en coordenadas reactivas de un generador; la primera región se refiere al uso por el propio generador; la segunda es la región en la cual puede suministrar la potencia reactiva sin necesidad de disminuir su salida de potencia activa; y la tercera denota la potencia reactiva que un generador está dispuesto a suministrar a expensas de reducir su salida de potencia activa. Esta propuesta se enfoca al establecimiento de un mercado de potencia reactiva.

3.3.1 Sistemas de tarificación de potencia reactiva.

La interpretación de la industria eléctrica como un mercado en que se aplican leyes de libre competencia y de tarificación libre marginalista en el sector generación, sumado a la competencia con empresas modelos en el caso del sector distribución, ha llevado a que los últimos años haya surgido la necesidad de conocer los costos y precios en forma cada vez más transparente e

inmediata. Sin embargo, es de claro consenso entre los integrantes de los mercados eléctricos que estas señales en tiempo real son de muy difícil obtención desde el punto de vista técnico; pero desde la adquisición de terminales remotas deja de ser un problema técnico por la regulación vigente.

En general, los sistemas con largas líneas de transmisión, en particular los sistemas interconectados del país de Chile, por ejemplo, requieren de una planificación cuidadosa de la operación debido a los grandes intercambios de potencia reactiva. Los operadores deben poner especial interés en mantener la estabilidad y un perfil aceptable de voltajes en el sistema. Por otro lado, es sabido que en todo tipo de sistemas los flujos de reactivos afectan tanto la estabilidad como el nivel de pérdidas de potencia y energía activa, por lo que las señales de precio derivadas de la potencia reactiva (como el costo marginal de ésta) son parámetros de sumo interés para los analistas. De hecho, en los distintos países en que se ha desregulado el sector eléctrico, se ha desarrollado la inquietud por encontrar un método de tarifación eficiente, razonable y transparente respecto de la energía y potencia reactiva.

A continuación se presentan los sistemas de tarifación de reactivos de algunos países, incluyendo en algunos además el método de control que tienen sobre los reactivos.

3.3.1.1 Chile

El sistema de tarifación de reactivos actualmente vigente en Chile comprende dos tipos de recargo: El factor de potencia en función de la razón horaria Q/P y el factor de potencia medio mensual.

El primero es el método de tarifación, según tramos de la razón Q/P, que consiste en medir cada hora, en cada uno de los puntos de compra de toda

empresa distribuidora, la energía activa y reactiva aplicándose cargos a distintos tramos que dependen de:

- El costo unitario del Kva. En bancos de condensadores estáticos.
- El factor de recuperación de capital (15 años, 15% de interés).
- El número de horas de utilización de dichos bancos.

El segundo es el método de tarifación según factor de potencia medio mensual que obliga a los consumidores, frente a los distribuidores, a no bajar su factor de potencia de 0.93, produciendo distintos costos unitarios por kVAR para cliente abastecidos de una misma fuente de reactivos.

Uno de los problemas de este método de tarifación surge de la ambigüedad de los precios de energía reactiva que se le da a los distintos tramos.

La segunda deficiencia es que cualquiera de los dos recargos que se aplique (en la facturación final de cada mes de potencia activa, se agrega el recargo de energía reactiva que resulte más alto), ninguno considera el consumo neto de potencia reactiva, sino más bien la relación de ésta respecto del consumo de potencia activa. El efecto negativo que produce el consumo de potencia reactiva no se ve reflejado en la facturación final. Por ejemplo, considérese dos consumidores conectados a la misma fuente de reactivos o a una misma barra, por ende con el mismo costo de potencia reactiva. Si el mayor consumidor de potencia reactiva mantiene el factor de potencia exigido, no se le recarga su facturación mensual. Por otro lado, si el cliente consume una cantidad mucho menor de potencia reactiva no mantiene su factor de potencia, se le recarga su facturación mensual con un precio que se supone

deriva del costo de producir los reactivos (sea cual fuere el medio), es decir depende de cuánto consume el otro cliente.

Por último, la tarificación por tramos de energía reactiva no considera la diversificación geográfica de los consumos. El costo por el consumo de un kVAR adicional no tiene por que ser el mismo en todos los nudos del sistema, por lo tanto no se debería pagar de manera equivalente.

Como consecuencia, este sistema de tarificación, o más bien penalización, ha causado conflicto entre las empresas del sector eléctrico en la discusión de quien y en que forma se debe resolver el problema y la cuota de responsabilidad que le cabe a cada miembro del sistema, sean consumidores, distribuidores, transmisores o generadores.

Las empresas generadoras, por ejemplo, señalan los siguientes problemas como los más recurrentes:

- Despacho de centrales térmicas locales poco económicas con el solo objeto de compensar los reactivos que se consumen en áreas específicas donde existe concentración de clientes.
- Consumo de reactivos distanciados de la generación remota de reactivos, produce inestabilidad, limitación de capacidad de generadoras remotas y aumento de pérdidas.

3.3.1.2 Argentina

En Argentina, todos los agentes reconocidos en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) son responsables por el control de la tensión y el flujo de potencia reactiva en sus puntos de intercambio con el MEM.

Los generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios tienen distintos compromisos respecto de su operación en el sistema (suministro de potencia reactiva, tensión en barras, valores acordados de factores de potencia límite para horas pico, horas valle y restantes).

En el Anexo 4 de “Los Procedimientos” (Se encuentra en la página Web de CAMMESA; <http://www.cammesa.com.ar>) se indican las obligaciones que deben cumplir los agentes del MEM. Por ejemplo, en la frontera entre el transportista y el distribuidor o GUMA, el factor de potencia debe ser como mínimo 0.95 en horas pico. Esto implica que, para una demanda de 10 MW, el valor máximo a tomar de potencia reactiva es de 3.29 MVAR. Los excedentes sobre este valor se denominan “reactivo faltante”.

También establece que los generadores deben entregar o absorber la potencia reactiva de su curva de capacidad P-Q cuando se lo requiera el OED (Organismo Encargado del Despacho) en la potencia diaria, permanentemente sobre el 90% del límite de capacidad reactiva, y transitoriamente el 100% durante 20 minutos continuos con intervalos de 40 minutos.

Por otro lado, se definen las bandas en que debe estar la tensión del sistema para asegurar la calidad de servicio del mismo. Ellas son: más o

menos del 3% para 500 kV, y de más o menos 5% para 220 y 132 kV, lo que se le llama: tolerancias de voltaje.

De la evolución de las declaraciones de reactivo faltante realizadas por los agentes del MEM en las programaciones estacionales se extraen las siguientes conclusiones:

- La declaración de los distribuidores refleja la estacionalidad de la demanda, es decir, sube en los dos trimestres que incluyen el verano, siendo dichos agentes los que mayor faltante han declarado.
- La declaración de potencia reactiva faltante por parte de los distribuidores ha ido disminuyendo progresivamente.
- Los generadores fueron mejorando notablemente el estado de sus unidades, reduciendo sus restricciones de generar potencia reactiva a menos de 20% de su máxima declaración.

La falta de cumplimiento de los compromisos asumidos por los agentes del MEM con respecto al control de tensión y potencia reactiva dará lugar a la aplicación de sanciones, las que se definen en dos niveles:

- Cargo de Reactivo: Cuando los incumplimientos de sus compromisos se puedan prever estacionalmente, sean informados, y no se deben a una indisponibilidad transitoria de un equipamiento.
- Penalización: Cuando los incumplimientos no sean informados, o sean transitorios.

Los generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios deben informar cualquier modificación a sus condiciones comprometidas de suministro

de potencia reactiva. Si en la operación real se detectara incumplimiento, y el agente no hubiera informado la correspondiente indisponibilidad, será penalizado por todas las horas del período estacional.

3.3.1.3 Otros países

En España, por ejemplo, el control de tensión es realizado por los generadores, y es un servicio complementario de carácter obligatorio y retribuido en función de su disponibilidad y correcto funcionamiento. Como en la mayoría de los mercados, este servicio tiene el objeto de mantener la tensión de los nudos del sistema dentro de márgenes establecidos atendiendo a criterios de seguridad, economía y calidad de servicio mediante la actuación sobre los recursos de absorción y generación de potencia reactiva de los generadores.

El servicio de control de tensión corresponde únicamente al Operador del Sistema (OS) y a los agentes generadores conectados a la red de transporte. Dichos agentes deben declarar al OS la máxima banda de generación/absorción de potencia reactiva que técnicamente puedan proporcionar, además de cualquier modificación que pueda producirse una vez declarada esta banda.

Para la valoración de la prestación de este servicio complementario se considera la capacidad declarada de generación y absorción de potencia reactiva que puede proporcionar el grupo generador en su nudo de conexión con la red de transporte y la correcta utilización de esta banda reactiva para el

mantenimiento de la tensión de consigna establecida por el OS para el control de tensión de esta red.

La cantidad total a distribuir entre los generadores que suministren este servicio se reparte proporcionalmente al producto de dos factores:

- 1) La banda de absorción/generación de potencia reactiva declarada. (en cuyo caso la banda de generación se valora al doble de la banda de absorción declarada).
- 2) Tiempo de actuación correcta de la regulación de tensión (el cual se determina a partir de las tele-medidas en tiempo real de la potencia reactiva del grupo generador y la tensión de referencia).

Respecto al cumplimiento del servicio, el OS puede reclamar a los generadores de una zona que preste problemas de tensión en tiempo real, la utilización de su capacidad máxima de absorción / generación de potencia reactiva. En caso de comprobar que un grupo no es capaz de proporcionar el valor máximo ofertado, cuando se la ha requerido para ello, el OS informa a la CNSE (Comisión Nacional del Sistema Eléctrico) de esta situación y de las circunstancias concretas que puedan ayudar a definir el incumplimiento y las penalizaciones a que hubiera lugar.

En el caso de Inglaterra, la *National Grid Company* (NGC), propietaria y operadora del sistema de transmisión, es la que se preocupa de suministrar los servicios complementarios requeridos para mantener la seguridad y estabilidad del sistema, y la calidad del suministro de energía eléctrica se regula básicamente a través del “*Grid Code*”, siendo éste la norma técnica para la conexión de agentes a la red de transporte.

Desde el 1 de abril de 1998, se ha establecido un mercado para ofrecer y obtener potencia reactiva, en el se definen acuerdos de transacción y pago por el servicio, proporcionado principalmente por los generadores.

Las nuevas reglas establecen que todas las unidades generadoras de 50 o más MW de potencia de salida neta, deben ser capaces de regular su voltaje dentro de límites definidos. Para uniformar el servicio entre todas las unidades, se les exige un cierto factor de potencia como mínimo. En definitiva, esto es lo que forma base del servicio obligatorio básico de potencia reactiva (se define como *Default Service*).

En base a los acuerdos básicos, todos los grandes generadores están obligados a proveer y contratar estos servicios de reactivos, y tienen derecho a un pago por el servicio básico (*Default Payment Mechanism*). Este pago está basado en elementos de capacidad y utilización real. Los ingresos que pueden recibir por el suministro varían de acuerdo al número de generadores que puedan proveer el servicio dentro de la zona y la necesidad requerida de ella.

Toda información suministrada bajo la oferta de mercado es recopilada por la NGC, quien toma en consideración el volumen de la potencia reactiva ofrecida; el precio (respecto a otras unidades de generación dentro de la zona y el pago bajo el acuerdo mínimo o básico) y la ubicación de la unidad generadora.

3.4 Propuestas basadas en costos para los servicios de control de voltaje y potencia reactiva

Es importante analizar el costo económico de soporte reactivo seguido de una metodología basada en el costo del despacho de potencia reactiva, la cual considera mantener todos los buses dentro de límites aceptables de voltaje, mientras se minimiza el costo total del soporte reactivo, también es importante mencionar el costo económico de la potencia reactiva como un conjunto de los costos implícitos y costos explícitos, de la misma forma debemos de tomar en cuenta que el despacho de potencia reactiva sea mediante un método de optimización para determinar los requisitos de potencia reactiva, proponiendo como variables de control, al voltaje en terminales de los generadores, la salida de potencia reactiva de compensadores, y el cambiador de derivación de los transformadores, y como variables controladas, la potencia reactiva de los generadores y los voltajes de las cargas. Para las unidades de generación, el costo de inversión de un generador comúnmente se especifica en términos de la potencia activa P en %/MW operando a factor de potencia nominal. Sin embargo, la capacidad del generador es usada para producir, además de potencia activa, potencia reactiva necesaria para mantener el voltaje en terminales. El costo de inversión unitario en términos de la capacidad S , es más adecuado para definir el costo capital de un generador. Dicho de otra forma, las potencias activa y reactiva son dos productos que no pueden separarse con respecto a la capacidad de un generador. Pero, debido a que ambas potencias son tratadas bajo condiciones de mercadeo diferentes, una aproximación razonable para separarlas es necesaria.

Es importante proponer también una clasificación de los costos de dispositivos que proporcionan soporte de voltaje ya que incurren en costos propios, los cuales proponen se clasifiquen en dos categorías que son:

- Costos explícitos o costos directos.
- Costos implícitos o indirectos.

El costo explícito incluye el costo fijo representado por los costos de inversión inicial (o capital) y de administración; los costos variables están asociados con la programación, mantenimiento y costos de operación. El costo de inversión, que representa la capacidad usada para producir o absorber potencia reactiva, constituye prácticamente *el costo explícito de un generador*.

Los costos implícitos pueden clasificarse como variables y corresponden a cualquier pérdida de ganancia, la cual es el resultado de producir potencia reactiva.

Es importante proponer también una metodología basada en costos para asignar los cargos para los servicios de control de voltaje y reservas de potencia reactiva; esta metodología utiliza sensibilidades relativas lineales, pero, únicamente toma en cuenta los costos fijos de las unidades de generación y dispositivos que proporcionan este servicio.

3.5 Propuestas de mercado para los servicios de control de voltaje y potencia reactiva

Es importante proponer una estructura de ofertas de potencia reactiva, basada en tres regiones de operación en coordenadas reactivas; la primera región se refiere al uso por el propio generador, la segunda es la región en la cual puede suministrar la potencia reactiva sin necesidad de disminuir su salida de potencia activa y la tercera denota la potencia reactiva que un generador

está dispuesto a suministrar a expensas de reducir su salida de potencia activa. Esta propuesta se enfoca en el establecimiento de un mercado de potencia reactiva.

Es importante proponer dos modelos de potencia reactiva para un mercado desregulado; en el primer modelo, se utiliza la curva de capacidad de potencia reactiva de los generadores, representada por un trapecioide, esto implica la máxima capacidad disponible de potencia reactiva de los generadores decrecentando la potencia activa; en el segundo modelo, la capacidad de suministro de potencia reactiva de los generadores asumida a ser proporcional a la salida de potencia activa y, la demanda de potencia reactiva se asume a ser proporcional a la demanda de potencia activa, esto representa un factor de potencia constante para la demanda.

También es importante proponer dos tipos de mercado de potencia reactiva en un marco centralizado, tomando en cuenta que un mercado de potencia reactiva difiere de los mercados de potencia activa en ciertas características derivadas de las diferencias de las propiedades físicas y económicas de los flujos de potencia activa y reactiva; estos contrastes de un mercado de potencia reactiva contra un mercado de potencia activa son:

- a) El carácter geográfico local del mercado de la potencia reactiva contra el amplio carácter de mercado de la potencia activa.
- b) La inversión relativamente mas pequeña en equipo nuevo necesario para suministrar potencia reactiva, comparada con el costo de la generación de potencia activa.

Por otro lado, el carácter local de los flujos reactivos puede causar en algunos momentos que solo un generador proporcione la potencia reactiva necesaria

(para operar de manera aceptable el sistema), conduciendo esto a una conducta monopólica. Además, es importante encontrar una manera de evitar estos monopolios, es a través de ofertas del servicio reactivo a largo plazo. Esto no puede realizarse debido a la distancia del parque generador, las líneas de transmisión y los centros de consumo o cargas.

La componente del precio de venta de la potencia reactiva asociada con las pérdidas, tiene una variación relativamente pequeña. Su valor está en el orden de menos de un dólar americano por MVARh. Por otro lado, la componente del precio de venta de la potencia reactiva asociada con los márgenes de seguridad del sistema, es usualmente una cantidad muy pequeña, pero en algunos períodos, cuando la seguridad del sistema está amenazada, es cuando esta puede alcanzar valores muy altos. Estas diferentes conductas sugieren la creación de dos diferentes mercados de potencia reactiva:

- a) **Un mercado de energía reactiva**, relacionado a la minimización del costo de las pérdidas.
- b) **Un mercado de capacidad reactiva**, relacionado a los aspectos de aptitud para ejercer seguridad de voltaje.

3.5.1 Los servicios de control de voltaje y potencia reactiva como problemas de optimización.

Es importante plantear un método para la simulación y el análisis de un mercado de potencia reactiva basado en un problema de programación lineal con restricciones de seguridad de flujos óptimos de potencia reactiva “SCROPF” (*Security Constrained Reactive Optimal Power Flow*). Al resolver el

SCROPF, simulan las compras óptimas de capacidad y utilización de potencia reactiva. Sobre la base del SCROPF se analizan los siguientes problemas que pueden ser desarrollados:

- **El valor del soporte reactivo y la competitividad.** El valor del soporte reactivo (en términos de capacidad y utilización) de cada generador, en particular puede ser cuantificado a través del estudio donde todos los generadores ofertan al mismo precio. El monto de la compra de la capacidad y utilización caracterizan el valor y la competitividad del generador participante.
- **Estructura del mercado de potencia reactiva.** Los objetivos en conflicto del operador del sistema, como un comprador del servicio de potencia reactiva, y los generadores, como proveedores del servicio, pueden ser analizados y cuantificados.

Los problemas anteriores deben ser analizados dentro de las siguientes estructuras de mercado:

- a) Un mercado de potencia reactiva basado en la capacidad.
- b) Un mercado de potencia reactiva basado en la utilización.
- c) La combinación de un mercado de capacidad y utilización.

Este caso lo utilizan para ilustrar las consecuencias en el desarrollo de un mercado de potencia reactiva como el de Inglaterra y Gales, el cual, basado en arreglos, sigue una transición de capacidad a utilización. El análisis desarrollado muestra que la capacidad reactiva tiene un valor mas alto que la utilización de la potencia reactiva para el operador del sistema; es por eso que el operador puede preferir un mercado basado en la utilización para limitar la exposición del poder de mercado.

Es importante proponer dos alternativas para recuperar el costo de producción de la potencia reactiva de los usuarios del sistema de transmisión y, además, determinar la estructura de pago a los generadores que proporcional el servicio de potencia reactiva. Ambos métodos proponen usarlos para lograr encontrar las condiciones de ingresos, transparencia en el precio proporcionado, reflejando el impacto de la ubicación sobre la estructura de precio, y manteniendo flexibilidad operacional. Las dos alternativas que se proponen a los agentes generadores son las siguientes:

- a) Una estructura de precio basada en las condiciones de desempeño y estándares. Establece estándares de potencia reactiva para todas las cargas y generaciones reactivas de un área de control. Cuando la demanda de potencia reactiva por una carga o la generación de potencia reactiva por un generador está dentro de límites permisibles, el cargo de potencia reactiva es evaluado o acreditado por el consumo o producción actual de la potencia reactiva.

- b) Una estructura de penalización por incumplimiento de estándares de desempeño y una estructura acreditada por tener capacidad de potencia reactiva extra necesaria en un lugar. Con éste método se propone recuperar los costos de generación de potencia reactiva de dos maneras:
 - 1. Un acercamiento a asignar el costo de responsabilidad a los generadores; esto significa que no habrá transacciones entre el operador del sistema y los usuarios del sistema de transmisión.

2. Un acercamiento para asignar la responsabilidad del costo a las cargas, esto es que el operador del sistema emitirá los pagos a los generadores, basado en el costo de la capacidad de generación de potencia reactiva y recuperará los costos de la demanda del servicio de potencia reactiva, como parte del cargo por el servicio de transmisión.

Es importante también proponer una metodología basada en la teoría de costos marginales de potencia activa y reactiva, y se presentan técnicas de optimización desacopladas; además, que para establecer precios adecuados para la potencia reactiva, debe tomarse en cuenta y analizar múltiples funciones con objetivos específicos, incluyendo consideraciones técnicas y económicas, tales como mantener la confiabilidad del sistema, proporcionando señales adecuadas por la expansión del sistema y asegurar la equidad entre los diversos agentes de mercado; los aspectos más importantes que consideran que afectan la administración y evaluación de la potencia reactiva son los siguientes:

- Reservas de potencia reactiva.
- Potencia reactiva inductiva y capacitiva.
- Potencia reactiva dinámica y estática.
- Capacidad de potencia reactiva y costos de producción.
- Tipos de equipo para la provisión de potencia reactiva.
- Asignación de costos de potencia reactiva.

También es importante proponer una estructura de precios basada en estándares de desempeño. Esta metodología se basa en las definiciones de requisitos mínimos y estándares de ciertas variables como magnitudes de

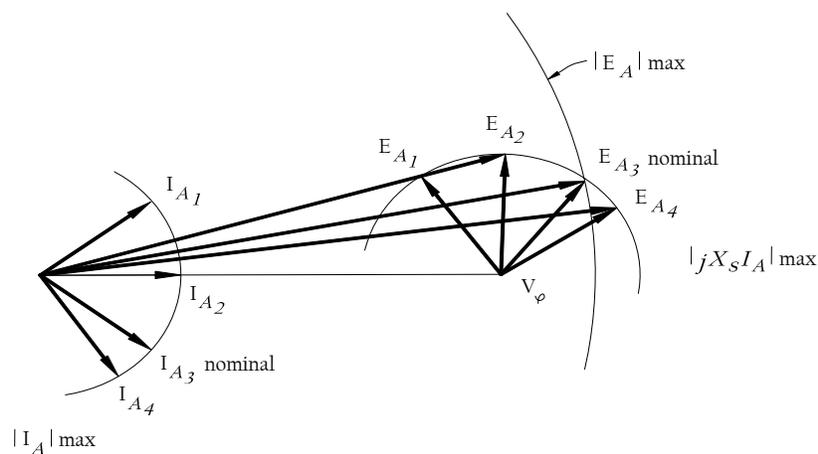
voltaje y factor de potencia. El modelo de optimización de potencia reactiva incluye como función objetivo la función minimización de pérdidas, las restricciones son, el balance de flujos de potencia, límites de generación reactiva sobre magnitudes de voltaje y límites de corrientes, las variables del problema son la potencia reactiva de generación y voltajes nodales.

4 SISTEMAS DE GENERACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

4.1 Curvas de capacidad o capacidad del generador sincrónico

Los límites de calentamiento del estator y del rotor, junto con cualesquiera otros limitantes externos que se presenten en un generador sincrónico, pueden representarse gráficamente por medio de un *diagrama de potencias*. Un diagrama de potencias es una gráfica de potencia compleja $S = P+jQ$, que se deduce del diagrama fasorial del generador, suponiendo que el voltaje en los terminales del generador V_ϕ se mantiene constante en el voltaje nominal de la máquina.

Figura 9. Establecimiento del factor de potencia de un generador por medio de la corriente límite del campo del rotor



Fuente: Stephen J. Chapman. Máquinas eléctricas.

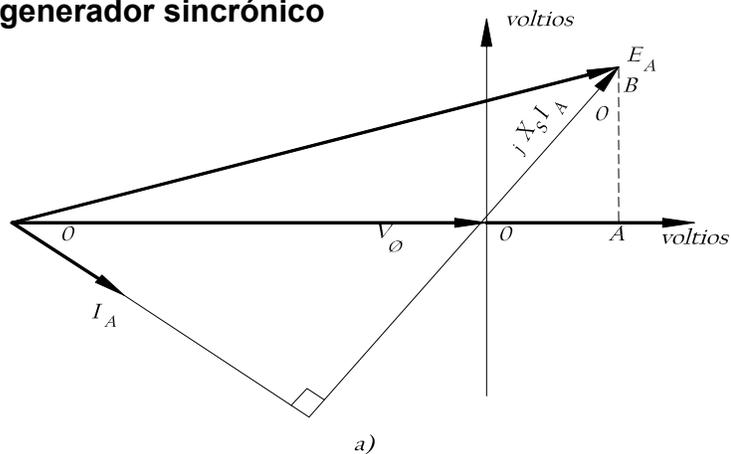
La figura siguiente muestra el diagrama fasorial de un generador sincrónico que funciona con un factor de potencia en atraso y a su voltaje nominal. Un conjunto de ejes ortogonales se dibuja sobre el diagrama, comenzando en el vértice de $V\phi$ cuya magnitud está dada en voltios. En este diagrama, el segmento AB tiene una longitud de $X_S I_A \cos\theta$ y el segmento horizontal OA tiene una longitud $X_S I_A \sin\theta$. La potencia real de salida se formula por:

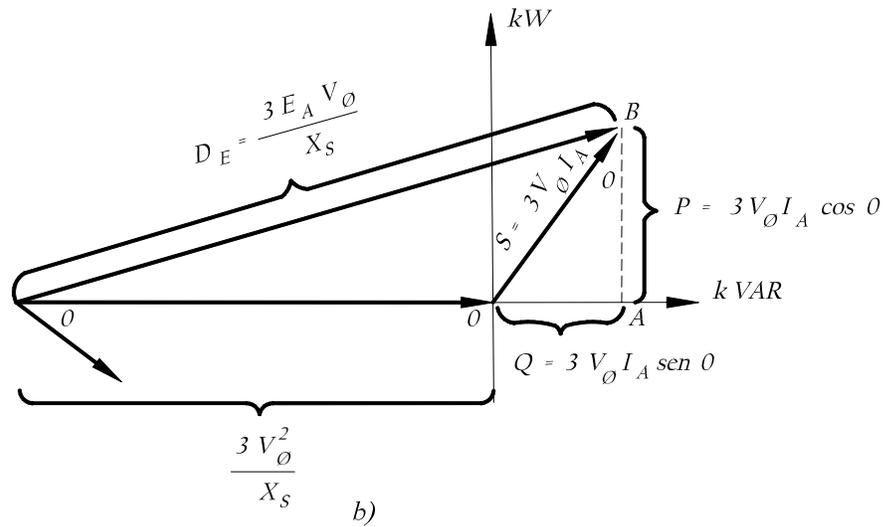
$$P = 3V_\phi I_A \cos\theta$$

y la potencia reactiva de salida se formula por:

$$Q = 3V_\phi I_A \sin\theta$$

Figura 10. Dedución de una curva de capacidad o capacidad de un generador sincrónico





a) Diagrama fasorial del generador, b) Las unidades de potencia correspondientes.

Fuente: Stephen J. Chapman. Máquinas eléctricas.

y la potencia aparente de salida se expresa por:

$$S = 3V_\phi I_A$$

de tal manera que los ejes verticales y horizontales de esta figura se pueden redimensionar en términos de potencia real y reactiva.

El factor de conversión indispensable para el cambio de escala de los ejes, de voltios en voltamperios (unidades de potencia) es:

$$\frac{3V_\phi}{X_s}$$

$$P = 3V_\phi I_A \cos \theta = \frac{3V_\phi}{X_s} (X_s I_A \cos \theta)$$

y

$$Q = 3V_{\phi} I_A \sin\theta = \frac{3V_{\phi}}{X_S} (X_S I_A \sin\theta)$$

Sobre los ejes del voltaje, el comienzo del diagrama fasorial está en V_{ϕ} sobre el eje horizontal, de donde, el origen del diagrama de potencia está en:

$$Q = \frac{3V_{\phi}}{X_S} (-V_{\phi}) = -\frac{3V_{\phi}^2}{X_S}$$

La corriente de campo es proporcional al flujo de la máquina y el flujo es proporcional a $E_A = K\phi\omega$. La longitud correspondiente a E_A en el diagrama de potencia es:

$$D_E = \frac{3E_A V_{\phi}}{X_S}$$

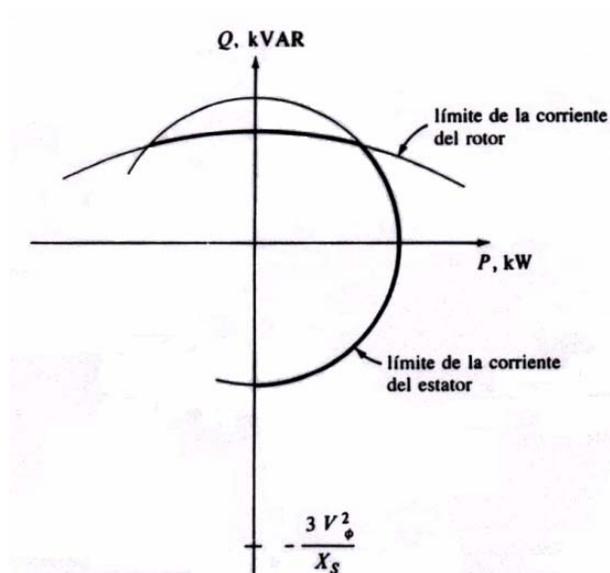
La corriente de armadura I_A es proporcional a $X_S I_A$ y la longitud correspondiente a $X_S I_A$ sobre el diagrama de potencia es $3V_{\phi} I_A$.

La curva final de capacidad del generador sincrónico se ilustra en la figura siguiente. Es una gráfica de P contra Q , con potencia real P en el eje horizontal y potencia reactiva Q en el eje vertical. Las líneas de la corriente constante del inducido I_A , aparecen como líneas de $S = 3V_{\phi} I_A$ constante, las cuales son círculos concéntricos cuyo centro está en el origen. Las líneas de corriente de campo constante, corresponden a las líneas de E_A constante, que aparecen como círculos con magnitud de $3E_A V_{\phi} / X_S$ con centro en el punto

$$Q = -\frac{3V_{\phi}^2}{X_S}$$

El límite de la corriente de inducido aparece como el círculo que corresponde a la I_A nominal a los kilovoltamperios nominales y el límite de corriente de campo se representa como un círculo que corresponde a las I_F o E_A nominales. *Cualquier punto que caiga dentro de ambos círculos, es un punto seguro para el funcionamiento del generador.*

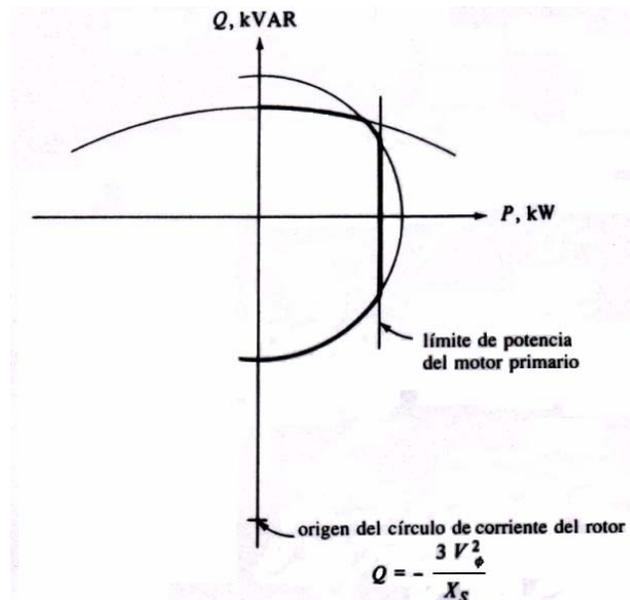
Figura 11. Curva de capacidad resultante del generador



Fuente: Stephen J. Chapman. Máquinas eléctricas.

También es posible mostrar otras limitaciones sobre un diagrama, tales como la potencia máxima del motor primario y el límite de estabilidad estática. Una curva de capacidad que también refleja la potencia máxima del motor primario, puede verse en la figura siguiente:

Figura 12. Diagrama de capacidad que muestra el límite de la potencia del motor primario



Fuente: Stephen J. Chapman. Máquinas eléctricas.

Un generador sincrónico requiere tensión y corriente directa adecuadas en su devanado de campo para mantener sincronismo con un sistema de potencia. Existen muchos tipos de excitadores usados en la industria, incluyendo los excitadores de corriente directa rotativos, con conmutadores convencionales, grupos de rectificadores rotativos sin escobillas y excitadores estáticos.

4.2 Determinación de la eficiencia de un generador, de acuerdo con los niveles de generación de potencia activa y reactiva

La curva de capacidad del generador que se muestra en la figura, proporciona un panorama de las operaciones de la máquina síncrona.

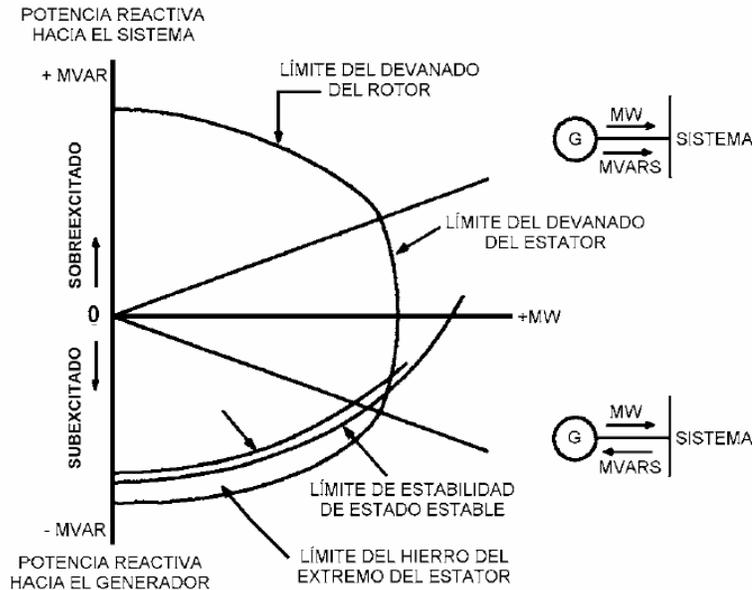
Normalmente, el campo de un generador es ajustado de tal forma que se entregan potencia real y potencia reactiva al sistema de potencia.

Si el sistema de excitación se pierde o es reducido, el generador absorbe potencia reactiva del sistema de potencia en lugar de suministrarla y opera en la región de subexcitación de la curva de capacidad. Los generadores tienen en esta área una estabilidad baja o reducida.

Si ocurre una pérdida total del campo y el sistema puede suministrar suficiente potencia reactiva sin una gran caída de tensión terminal, el generador puede operar como un generador de inducción; si no es así, se perderá el sincronismo. El cambio desde operación normal sobreexcitado a operación subexcitado ante la pérdida de campo no es instantáneo sino que ocurre en un cierto período de tiempo (generalmente algunos segundos), dependiendo del nivel de salida del generador y de la capacidad del sistema conectado.

La curva de capacidad del generador mostrada en la figura anterior, muestra los límites de operación del generador. En la región de operación normal, estos límites son límites térmicos (rotor y estator). En el área de subexcitación, la operación es limitada por el calentamiento del hierro en el extremo del estator.

Figura 13. Curva de capacidad o capacidad del generador.



Fuente: Tutorial IEEE, Protección de Generadores Síncronos.

El ajuste del control del regulador es coordinado con el límite de estabilidad de estado estable del generador, el cual es función del generador, de la impedancia del sistema y de la tensión Terminal del generador. El control de mínima excitación del generador evita que el excitador reduzca el campo por debajo del límite de estabilidad de estado estable. La pérdida parcial o total de campo puede dar como resultado la operación del generador fuera de los límites con subexcitación. La pérdida completa de excitación ocurre cuando la fuente de corriente directa del campo de la máquina es interrumpida. La pérdida de excitación puede ser causada por incidentes como circuito abierto del campo, corto circuito en el campo, disparo accidental del interruptor de campo, falla del sistema de control del regulador, pérdida de campo del

excitador principal, pérdida de alimentación de corriente alterna al sistema de excitación.

Cuando un generador síncrono pierde su excitación, girará a una velocidad mayor a la síncrona y opera como un generador de inducción, entregando potencia real (MW) al sistema, pero al mismo tiempo obteniendo su excitación desde el sistema, convirtiéndose en un gran drenaje de potencia reactiva en el sistema. Este drenaje grande de potencia reactiva causa problemas al generador, a las máquinas adyacentes y al sistema de potencia. El impacto al sistema de la pérdida de campo a un generador depende de la robustez del sistema conectado, de la carga en el generador antes de la pérdida de campo y del tamaño del generador.

Cuando el generador pierde su campo, opera como un generador de inducción, causando que la temperatura en la superficie del rotor se incremente debido a las corrientes de Eddy inducidas por el deslizamiento en el devanado de campo, en el cuerpo del rotor, en las cuñas y anillos de retención. La alta corriente reactiva tomada por el generador del sistema puede sobrecargar el devanado del estator, causando que se incremente su temperatura. El tiempo de daño a la máquina debido a las causas anteriores puede ser tan corto como 10 segundos, o hasta de varios minutos. El tiempo para el daño depende del tipo de máquina, del tipo de pérdida de excitación, de las características del gobernador y de la carga del generador.

4.3 Estudio y determinación del consumo de combustible por parte del sistema motriz del generador

Para un agente generador de energía eléctrica, es de gran importancia, suministrar o producir la mayor cantidad de potencia activa posible, para poder percibir una ganancia económica. Por lo tanto, necesita mantener la

generación de potencia reactiva al mínimo, pero sabemos bien que es de importancia para ciertos nodos, la generación de potencia reactiva, ya que ayuda a regular el voltaje en los distintos puntos de cargas en el país.

¿Qué pasaría entonces si los agentes generadores no suministraran potencia reactiva al sistema, con la justificación clara de que no es económicamente rentable? Es claro que el balance de voltajes del sistema nacional colapsaría. La generación de energía eléctrica tiene un costo, definitivamente variable, ya que cada planta depende de un combustible diferente, cuyo costo es por lo tanto variable.

La vida útil de un generador se ve afectada cada vez mas al incrementar la generación de potencia reactiva, ya que el aislamiento de las bobinas del rotor y estator sufren un sobre calentamiento y esfuerzos que, cada vez más, se acercan a sus parámetros límites de fabricación. Entonces nos hacemos la pregunta: ¿Qué ganancia o beneficios económicos obtiene el agente generador al brindar el servicio de generación de reactiva o regulación del voltaje? Si no se factura la potencia reactiva, entonces ¿como recuperar el costo económico de la producción de la misma?

En este trabajo de graduación, presento los cálculos y las evaluaciones correspondientes realizadas en un generador de una planta térmica asociada al SNI, dando a conocer el beneficio económico de la producción de potencia activa, comparada con la producción de potencia reactiva.

Según investigaciones realizadas en el proceso de elaboración de este trabajo, me he dado cuenta de que el Mercado de Reactivos, como lo llaman países que ya manejan este concepto, ha sido, es y será muy complicado de establecer, ya

que cada planta generadora merece un costo de producción de reactiva de acuerdo a la ubicación de nodos estratégicos o claves, que benefician o aportan, en mayor o menor cantidad, una mejora al problema de la regulación del voltaje en la red de electricidad nacional, además de los distintos costos de producción de energía eléctrica, de acuerdo a los precios de cada uno de los combustibles utilizados para producirla, tales como: Gas, Diesel, Fuel Oil, Carbón mineral, Chip o aserrín de madera, y Bagazo de Caña.

Es de importancia hacer notar también, que el CDC, posee todas las curvas de capacidad de las máquinas de cada uno de los agentes generadores, para poder así coordinar valores máximos y mínimos de generación de reactiva, logrando optimizar la regulación del voltaje en el sistema.

Dentro de los efectos económicos que conlleva la prestación del servicio de regulación de voltaje, está la posibilidad de que entes particulares adquieran equipos que suministren o absorban reactiva ubicados en puntos estratégicos del sistema de acuerdo a un estudio de nodos, y adquieran un beneficio económico de acuerdo a la asignación de un precio a la potencia reactiva.

Los cálculos a realizarse en este trabajo, están basados en una planta de generación térmica, la cual posee un turbogenerador de 19,800 KW (24,750 kVA), impulsado por una turbina de vapor, y una caldera con un flujo promedio de vapor de 200,000 lbs/hr. Los datos de placa se observan en la tabla siguiente:

Tabla VIII. Datos de placa del generador en estudio.

**SHINKO
BRUSHLESS AC GENERATOR**

SYNCHRONOUS GENERATOR

TYPE	FK7G-AF-1550		
OUTPUT --- KVA	19800 KW	EXC. VOLT	155 V
		FLD. CUR.	543 A.
VOLT	13,800	INSU	ARM CLASS F
CUR	1036 A		FLD CLASS F
P. F.	0.8	DEG. OF PROTECTION	IP44
NO OF PHASES	3	METHOD OF COOLING	IC81W
NO OF POLES	4	TEMP OF COOLAND	40 C
FRECUENCY	60		
SPEED	1800 / MIN		

EXCITING EQUIPMENT

OUTPUT	97KW	EXC SYSTEM BRUSHLESS	
VOLT	155	EXC VOLT	90 V
CUR	626	FLD CUR	8.5 A

STANDARD	JEC-2130	MFG. DATE	NOV. 2004
MFG No.	H09101101	MASS	48,300 Kg

SHINKO ELECTRIC CO., LTD.

MADE IN JAPAN

Fuente: Elaboración propia, con información del Generador de Ingenio Madre Tierra.

La curva de capacidad utilizada, nos muestra los límites de diseño reales de construcción de los embobinados del estator y del rotor. Por medio de estudios de campo, podemos determinar la línea de operación a distintos factores de potencia, observar la cantidad de potencia que estamos generando y el costo beneficio de la generación.

Tabla IX. Datos obtenidos de mediciones realizadas en el generador.

MEDICIONES TURBO GENERADOR 19,800 MW			CÁLCULOS POR MEDIOS MATEMATICOS			
Potencia Activa	Potencia Reactiva	Factor de Potencia	(Coseno Inverso)	Angulo	kVAR/KW	Angulo
KW	kVAR	%	Factor de Potencia	Medido		Calculado
9420	7320	78.00	0.68	38.74	0.7771	37.85
9510	7590	78.10	0.67	38.65	0.7981	38.59
9370	7020	78.60	0.67	38.19	0.7492	36.84
9640	7410	79.00	0.66	37.81	0.7687	37.55
9610	7420	79.20	0.66	37.63	0.7721	37.67
9710	7440	79.30	0.66	37.53	0.7662	37.46
9530	7330	79.30	0.66	37.53	0.7692	37.57
9520	7220	79.60	0.65	37.25	0.7584	37.18
9700	7350	79.60	0.65	37.25	0.7577	37.15
9340	7060	79.70	0.65	37.16	0.7559	37.09
9580	7200	79.80	0.65	37.06	0.7516	36.93
9610	7240	79.80	0.65	37.06	0.7534	36.99
9450	7360	79.80	0.65	37.06	0.7788	37.91
9700	7300	79.90	0.65	36.97	0.7526	36.96
9700	7030	80.00	0.64	36.87	0.7247	35.93
9800	7330	80.00	0.64	36.87	0.7480	36.79
10000	7430	80.10	0.64	36.77	0.7430	36.61
9850	7310	80.30	0.64	36.58	0.7421	36.58
10040	7470	80.30	0.64	36.58	0.7440	36.65
9810	7280	80.50	0.64	36.39	0.7421	36.58
10000	7300	80.70	0.63	36.20	0.7300	36.13
9510	7240	80.80	0.63	36.10	0.7613	37.28
9810	7060	81.00	0.63	35.90	0.7197	35.74
10560	7620	81.40	0.62	35.51	0.7216	35.81
13710	7500	87.60	0.50	28.84	0.5470	28.68
13570	7310	88.30	0.49	27.99	0.5387	28.31
14050	7160	88.50	0.48	27.75	0.5096	27.00
13950	7150	88.90	0.48	27.25	0.5125	27.14
13920	7000	89.10	0.47	27.00	0.5029	26.70
13700	6980	89.20	0.47	26.87	0.5095	27.00
13480	6680	89.50	0.46	26.49	0.4955	26.36
14020	6900	89.70	0.46	26.23	0.4922	26.20
14020	6820	89.70	0.46	26.23	0.4864	25.94
14130	6890	89.80	0.46	26.10	0.4876	25.99
14070	6870	89.90	0.45	25.97	0.4883	26.03
14030	6820	89.90	0.45	25.97	0.4861	25.92
14020	6730	90.00	0.45	25.84	0.4800	25.64
14040	6740	90.00	0.45	25.84	0.4801	25.64
14030	6830	90.00	0.45	25.84	0.4868	25.96
14130	6790	90.10	0.45	25.71	0.4805	25.67
14100	6900	90.20	0.45	25.58	0.4894	26.08
13830	6590	90.20	0.45	25.58	0.4765	25.48
13700	6470	90.30	0.44	25.44	0.4723	25.28
14050	6430	90.40	0.44	25.31	0.4577	24.59
13720	6350	90.70	0.43	24.91	0.4628	24.84
14080	6500	90.80	0.43	24.77	0.4616	24.78
14070	6550	91.10	0.43	24.36	0.4655	24.96

MEDICIONES TURBO GENERADOR 19,800 MW

CÁLCULOS POR MEDIOS MATEMATICOS

Potencia Activa KW	Potencia Reactiva kVAR	Factor de Potencia %	(Coseno Inverso) Factor de Potencia	Angulo Medido	kVAR/KW	Angulo Calculado
13760	5830	91.80	0.41	23.36	0.4237	22.96
13530	5990	91.80	0.41	23.36	0.4427	23.88
13850	5860	91.90	0.41	23.22	0.4231	22.93
13660	4860	93.50	0.36	20.77	0.3558	19.58
13600	4570	93.70	0.36	20.45	0.3360	18.57
13580	4820	94.10	0.35	19.78	0.3549	19.54
13730	4790	94.30	0.34	19.44	0.3489	19.23
13550	4500	94.80	0.32	18.56	0.3321	18.37
14040	4880	94.80	0.32	18.56	0.3476	19.17
13700	4570	95.00	0.32	18.19	0.3336	18.45
13340	4380	95.20	0.31	17.82	0.3283	18.18
13810	4380	95.20	0.31	17.82	0.3172	17.60
13720	4000	96.10	0.28	16.05	0.2915	16.25
13670	4000	96.20	0.28	15.85	0.2926	16.31

Fuente: Elaboración propia.

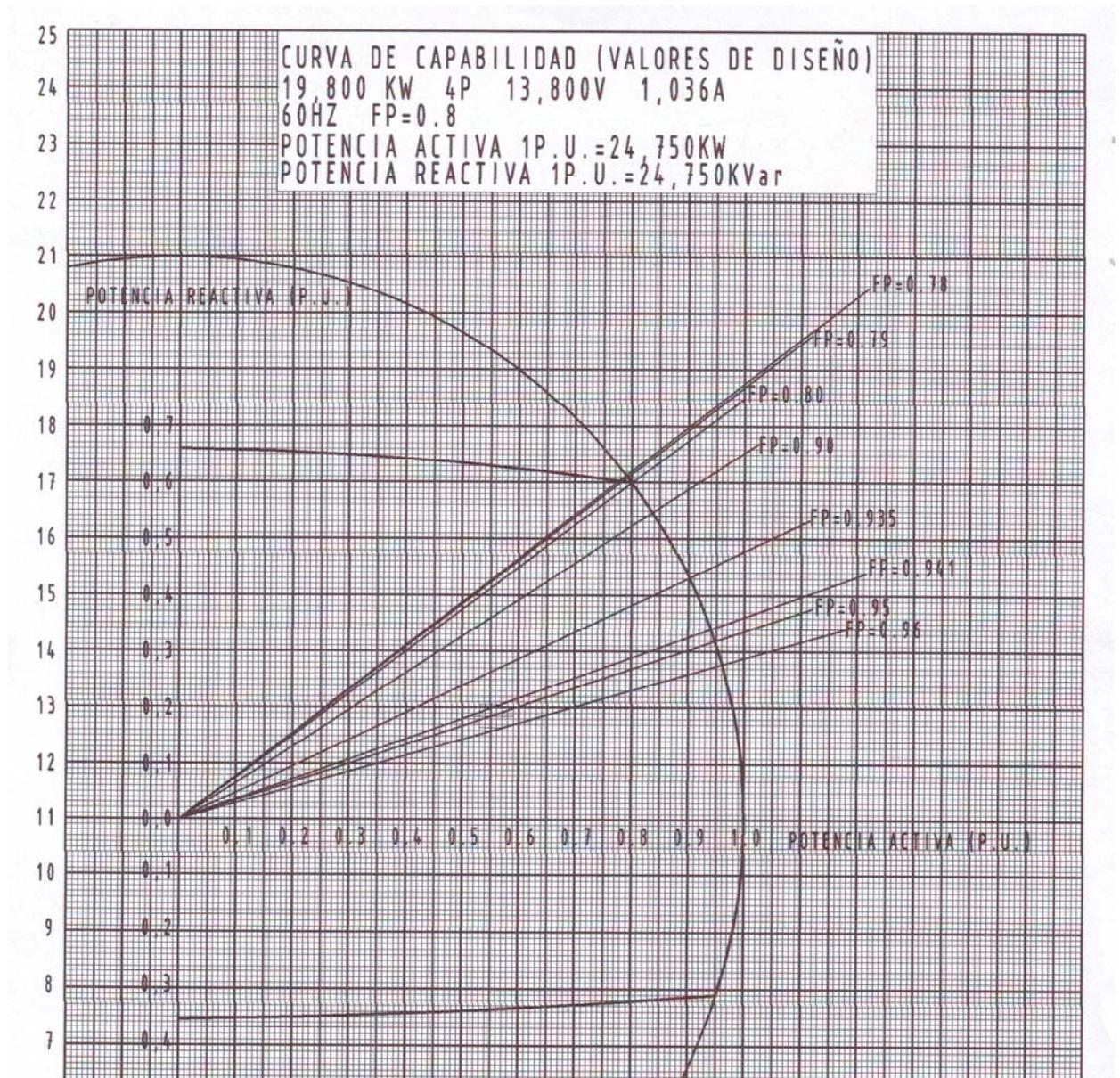
A continuación, presento los datos utilizados para deducir las líneas en que opera el turbogenerador para distintos valores de factor de potencia.

Tabla X. Datos utilizados para deducir las potencias que genera la máquina de acuerdo a los distintos factores de potencia de operación.

FACTOR DE POTENCIA	POTENCIA KW	POTENCIA KW P. U.	REACTIVA kVAR	REACTIVA kVAR P. U.
0.780	9420	0.3806	7320	0.2958
0.790	9640	0.3895	7410	0.2994
0.810	9810	0.3964	7060	0.2853
0.900	14020	0.5665	6730	0.2719
0.935	13660	0.5519	4860	0.1964
0.941	13580	0.5487	4820	0.1947
0.950	13700	0.5535	4570	0.1846
0.961	13720	0.5543	4000	0.1616

Fuente: Elaboración propia.

Figura 14. Curva de capacidad o capacidad del generador.



Fuente: Elaboración propia.

A continuación presento los cálculos necesarios para encontrar la cantidad económica de combustible que se consume mensualmente en la caldera:

A la caldera se le alimentan 3.05 metros cúbicos de bagazo por minuto, la densidad del bagazo es de 0.18935 gramos por mililitro.

Esto implica una alimentación de 0.1894 toneladas métricas por metro cúbico o lo que es equivalente a 0.577 toneladas por minuto, obteniendo un total en 30 días de 24,955.34 toneladas por mes.

Conociendo que el precio aproximado del bagazo que es de US\$ 4.68 la tonelada, el consumo económico que el bagazo representa como combustible para la caldera es de aproximadamente US\$ 119,791.00 por mes.

El costo de combustible no varía de acuerdo con el tipo de potencia que se genera, ya sea activa o reactiva.

Qué sucede entonces con la venta de energía eléctrica:

El turbogenerador en estudio se mantiene produciendo 14,000 Kw, y el precio del kilovatio hora es aproximadamente de US \$ 0.22.

Realizando el cálculo para 24 horas y 30 días por mes, son aproximadamente US \$ 2,0217,600.00 por mes.

Agregando el valor de la potencia: US \$ 25.00/Kw, multiplicado por 14,000 Kw, se obtiene un beneficio económico de US \$ 350,000.00 por mes (Si tuviera

contrato y la facturación tuviera una componente de potencia instalada así como la energía producida en Kwh por mes a un valor pactado).

Por lo que puedo concluir, que si el turbogenerador opera a una línea con factor de potencia de 0.8, el cual es el indicado para la máquina, la planta pierde una gran cantidad de dinero en bagazo quemado, kilovatio hora generado y potencia perdida o no facturada generando potencia reactiva. Y cuanto mas reactiva se produzca, más dinero se dejará de percibir.

5 EL PROBLEMA DE CONTROL DE VOLTAJE Y SU RELACIÓN CON LOS MERCADOS DE ENERGÍA

La operación confiable de un sistema de potencia requiere dispositivos que ajusten su salida de potencia reactiva, a fin de mantener voltajes dentro de límites aceptables ante disturbios, tales como fallas, apertura o cierre de interruptores, entre otras situaciones de operación normal, como la variación de la demanda. La inestabilidad de voltajes ocurre cuando el sistema de potencia es incapaz de proporcionar potencia reactiva para enfrentar la demanda de la carga, esto 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 el control de voltaje se encuentra estrechamente relacionado 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 contingencias y se preverán para mantener la seguridad del sistema.

Debido a la alta reactancia inductiva de las líneas de transmisión, es muy difícil transportar potencia reactiva a través de líneas de transmisión muy largas, por consiguiente, es necesario contar con reservas de potencia reactiva distribuidas en intervalos regulares del sistema. Como consecuencia de una contingencia, cuando es necesario proporcionar más potencia reactiva, se puede recurrir a la sincronización de unidades de generación para operar como condensadores síncronos. La inserción de condensadores síncronos en varios puntos del

sistema, mantiene los voltajes más cercanos a los valores nominales y seguros para el sistema.

De acuerdo a lo anterior, se observa que se tienen dos servicios:

- Control de voltaje en tiempo real.
- Reservas de potencia reactiva, para soportar contingencias.

Más adelante se describen los elementos que hay que tomar en cuenta para el problema de control de voltaje y las reservas adecuadas de potencia reactiva, así como la manera de combinar las acciones adecuadas a fin de corregir los voltajes en el sistema de potencia; actualmente este tipo de equipos no se utilizan en Guatemala, pero se mencionan para demostrar la importancia del equipo.

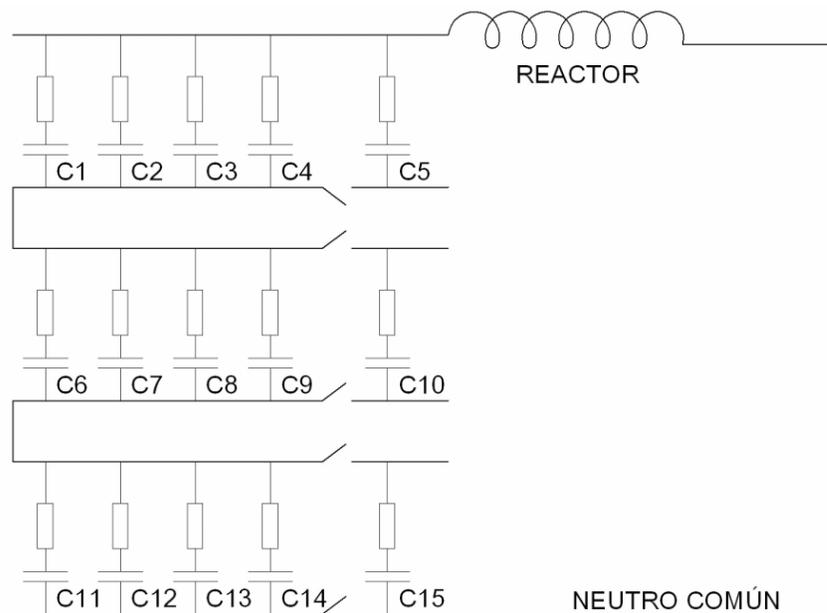
5.1 Dispositivos que proporcionan el servicio de control de voltaje y reservas de potencia reactiva.

La probabilidad de llegar a un punto de inestabilidad de voltaje puede reducirse, si se cuenta con suficientes dispositivos de potencia reactiva capaces de compensar la deficiencia reactiva, entre los cuales se encuentran los siguientes:

- **Unidades de generación.** Por medio de su sistema de excitación pueden suministrar o absorber potencia reactiva con una orden del operador del sistema. De la misma forma, los condensadores síncronos, los cuales son básicamente unidades de generación sin salida de potencia activa.
- **Reactores y capacitores en derivación.** Respectivamente suministran y absorben VARs de la red. Generalmente localizados en las subestaciones primarias de la red y conectados por circuitos de

interruptores o interruptores con carga, típicamente están; o completamente conectados o completamente desconectados en algún momento dado.

Figura 15. Diagrama de un banco de capacitores.



Fuente: Elaboración propia

- **Compensadores estáticos de VAR (CEV).** Pueden regular la compensación capacitiva en derivación o reactancia inductiva, como sea necesario para minimizar las variaciones de voltaje causadas por las cargas para un estado estable y un balance dinámico.
- **Sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna (FACTS, por sus siglas en inglés).** Proporcionan soporte de voltaje transitorio y regulación del sistema para prevenir el colapso de voltaje y oscilaciones del sistema, de tal modo que se refuerza la seguridad; además, permiten incrementar la capacidad de transferencia de potencia.

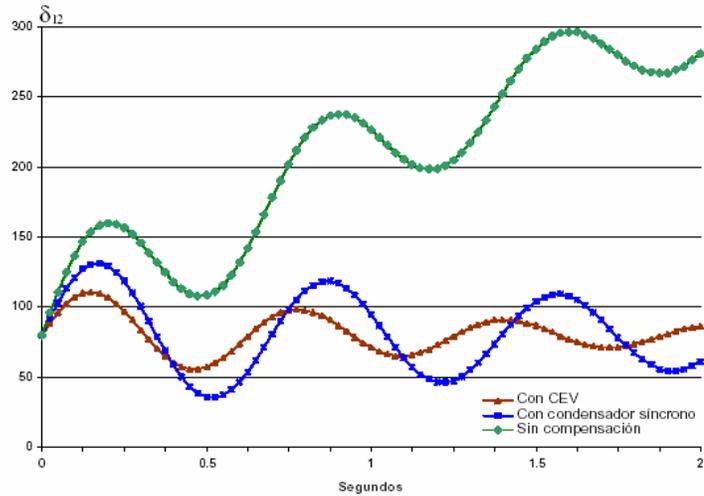
5.1.1 Comparación de respuesta de dispositivos de potencia reactiva.

En algunas ocasiones es necesario que la operación de los equipos de suministro de potencia sea muy rápida (del orden de ciclos), para evitar problemas de estabilidad de voltaje en el sistema, por lo que se han diseñado equipos como son los CEV y FACTS, capaces de variar la inyección de potencia reactiva en cuestión de milisegundos, aumentando la confiabilidad del sistema. A diferencia de estos, la respuesta a la demanda de potencia reactiva a través de un condensador síncrono está limitada por el control de excitación, provocando un retardo en el suministro de potencia reactiva.

Lo anterior, se ilustra en la figura siguiente, la cual muestra oscilaciones angulares de la respuesta de un CEV y un condensador síncrono, después de liberar una falla trifásica en el sistema.

En la figura se observa que las oscilaciones de ángulo obtenidas con el CEV son menores y mejor amortiguadas, a diferencia de las oscilaciones angulares que se presentan al utilizar un condensador síncrono.

Figura 16. Comportamiento de un sistema sin compensación, con un condensador síncrono, y con un CEV para una falla trifásica.



Fuente: Gustavo Tequitlapa Gómez, Asignación de Cargos por Servicios de Control de Voltaje y Reservas Reactivas en Mercados de Energía.

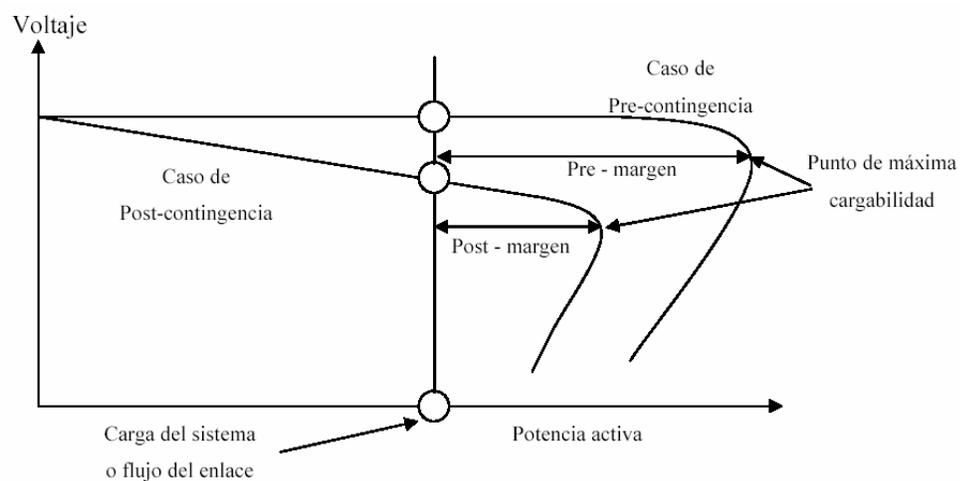
De acuerdo a lo anterior, puede decirse que los CEV proveen de un margen de estabilidad mayor que el condensador síncrono considerado en este ejemplo, donde la capacidad de compensación del CEV es 20% menor que la del condensador síncrono, lo cual implica una mayor economía en la inversión.

5.1.2 Márgenes de estabilidad de voltaje por medio de curvas P-V

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

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

Figura 17. Curva P-V de un sistema de potencia con carga constante.



Fuente: Gustavo Tequiltapa Gómez, Asignación de Cargos por Servicios de Control de Voltaje y Reservas Reactivas en Mercados de Energía.

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

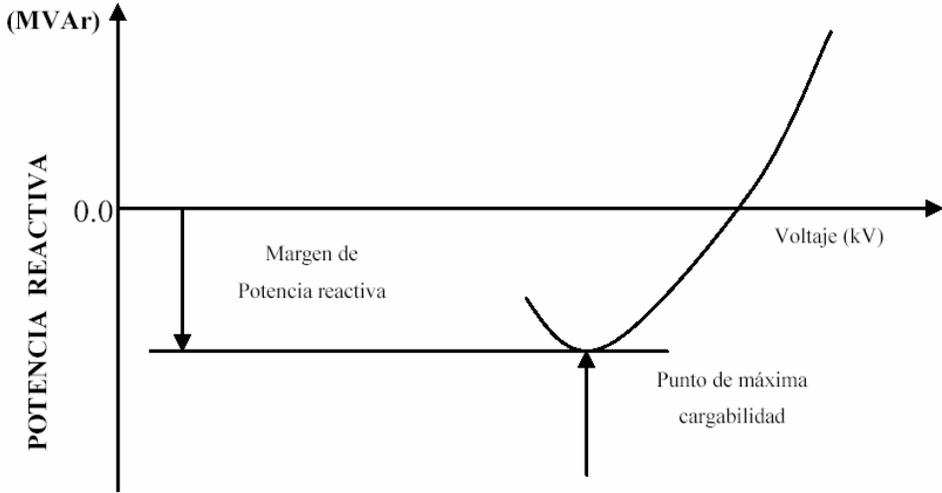
5.1.3 Márgenes de estabilidad de voltaje por medio de curvas Q-V

El margen de potencia reactiva es la distancia en MVAR del punto de operación a la parte inferior de la curva o al punto donde la característica cuadrática del voltaje de un capacitor aplicado es tangente a la curva Q-V. El nodo de prueba puede ser el representativo de todos los nodos en un área de control de voltaje (un área donde los cambios en la magnitud de voltaje son coherentes). Las curvas Q-V pueden ser calculadas en puntos a lo largo de la curva P-V para probar la robustez del sistema. Las características de compensación reactiva en derivación del nodo de prueba (capacitor, CEV o condensador síncrono), pueden ser dibujadas directamente en la curva Q-V. El punto de operación es la intersección de la característica del sistema Q-V y la característica de compensación reactiva.

Esto es de utilidad debido a que la compensación reactiva es a menudo la solución para los problemas de estabilidad de voltaje. La pendiente de la curva Q-V indica la robustez del nodo de prueba (e cambio de ΔV para un cambio en ΔQ). Para mayor comprensión, la potencia reactiva de los generadores puede ser dibujada en la misma gráfica. Cuando los generadores cercados alcanzan sus límites de VARs, la pendiente de la curva Q-V será menos escalonada y la parte inferior de la curva será aproximada.

La inestabilidad de voltaje o colapso es influenciada por las características dinámicas de las cargas y del equipo de control. El colapso de voltaje inicia en el nodo más débil y después se extiende a los otros nodos débiles, por lo tanto, el nodo más débil es el más importante en el análisis del colapso de voltaje usando la técnica de la curva Q-V.

Figura 18. Curva típica Q-V.



Fuente: Gustavo Tequiltapa Gómez, Asignación de Cargos por Servicios de Control de Voltaje y Reservas Reactivas en Mercados de Energía.

6 CARGOS POR EL SERVICIO DE REGULACIÓN DE VOLTAJE Y RESERVAS DE POTENCIA REACTIVA.

6.1 Introducción

El sistema de potencia está sometido a variaciones de carga y disturbios que se requiere controlar dinámicamente, mediante unidades de generación que proporcionan la potencia activa necesaria para equilibrar el sistema. Además, se necesita el soporte adecuado de potencia reactiva para mantener al sistema en condiciones de operación estables. Sin embargo, cuando se presentan contingencias que pudieran llevar al sistema a un punto de inestabilidad, cercano al colapso de voltaje, es imprescindible contar con reservas de potencia reactiva dinámicas que en cuestión de varios ciclos a segundos, incrementen su salida de potencia reactiva a fin de mantener al sistema operando dentro de márgenes aceptables.

Con la reestructuración de los mercados de energía surgen los mercados primarios y secundarios; en los mercados primarios se comercializa la compraventa mayorista de potencia activa, mientras que en los mercados secundarios se puede negociar servicios relacionados con la potencia activa, tales como las reservas de generación, control de frecuencia, así como compensación de pérdidas, entre otros. Se ha pretendido que el servicio auxiliar de control de voltaje y potencia reactiva se ejecute de una manera competitiva, como ocurre en el mercado primario con la potencia activa. Sin embargo, debido a aspectos actualmente no definidos claramente y estudiados

como el poder de mercado y los aspectos relacionados con la seguridad, aun no se ha establecido un mercado de control de voltaje y potencia reactiva como tal, sino que únicamente se paga una cuota anual o mensual, es decir un servicio cuya tarifa se regula para el mediano plazo.

En los mercados de energía se experimentan problemas que se resolverán a largo plazo; tal es el caso del ejercicio de poder de mercado, en el cual una unidad de generación que, por el hecho de estar conectada en un nodo estratégico, puede vender su energía al precio que sea, a menos que la demanda sea muy elástica o se regulen los precios de la oferta. El ejercicio de poder de mercado es una práctica que se desea evitar en los mercados desregulados por medio de incentivos a la capacidad de transmisión o con la instalación de nuevas unidades de generación, incrementando la competitividad del mercado. El hecho es que, si actualmente se ejerce poder de mercado con la potencia activa, con el suministro de potencia reactiva sería mucho más fácil ejercerlo, debido a que la potencia reactiva no puede ser transportada a grandes distancias, por la alta impedancia de la línea de transmisión en alta tensión. Entonces, el sistema estaría dividido en zonas reactivas, donde cada zona estaría conformada por algunas unidades de generación y dispositivos estáticos que proporcionen la potencia reactiva necesaria para mantener el perfil de voltaje de esa área. De hecho cada área reactiva normalmente estaría conformada por un conjunto de generadores relativamente pequeños, de modo que el ejercicio de poder de mercado estaría presente muy posiblemente. Por tal motivo, se propone que el servicio de control de voltaje y suministro de reservas de potencia reactiva sea integrado a un mercado de energía eléctrica como servicio regulado. En este caso, el servicio estaría regido a través de un sistema de asignación de costos a los beneficiarios.

Sin embargo, debido a que en el sistema eléctrico de potencia se tiene una amplia variación de la demanda, desde una situación de demanda mínima, hasta una de máxima, los requerimientos de potencia reactiva y de regulación de voltaje son muy variados, llegándose a situaciones en las que existe la necesidad de sincronizar o modificar la salida de unidades generadoras, a fin de mantener perfiles de voltaje adecuados y reservas de potencia reactiva suficientes para alcanzar los niveles de seguridad establecidos. En estos casos, la asignación de tarifas en estos servicios se debe contemplar lo que se conoce como costos de oportunidad, los cuales habrán de depender del diseño y operación de mercado de potencia activa.

Dentro de las funciones del operador del sistema está la de mantener la seguridad del sistema en la forma más económica posible, aunque, de todas formas, los servicios de control de voltaje y reservas de potencia reactiva tienen un costo asociado. Para establecer la manera de remunerar a las fuentes reactivas dinámicas, se propone evaluar las situaciones más comunes que puedan ocurrir en un sistema de potencia. Además, se plantean los lineamientos para la comercialización de los servicios de reservas de potencia reactiva y control de voltaje utilizando el precio que resulte del mercado de reserva de potencia activa y el costo del propio equipo de compensación.

6.2 Propuesta para la asignación de cargos por los servicios de regulación de voltaje y reservas de potencia reactiva

De acuerdo con lo expresado anteriormente, los servicios de control de voltaje y potencia reactiva deben asignarse de manera separada, considerando lo siguiente:

- 1) El operador del sistema definirá las necesidades de regulación de voltaje y reservas de potencia reactiva de acuerdo a estudios de despacho de potencia reactiva considerando aspectos de seguridad.
- 2) El concepto de regulación de voltaje se refiere a la conmutación de compensadores en derivación (capacitores e inductores), ajuste de cambiadores de derivación en transformadores, así como del ajuste de voltajes en terminales de máquinas síncronas y compensadores estáticos de potencia reactiva. En el caso de compensadores en derivación, la regulación de voltaje puede incluir su conexión o desconexión, dependiendo de las condiciones operativas en el sistema. La manera en que se asignan los cargos por regulación estarán en función de las sensibilidades de voltaje en nodos de carga, con respecto a estos equipos.
- 3) El servicio de reservas de potencia reactiva está relacionado con la seguridad del sistema y no implica necesariamente el uso de la potencia reactiva que los CEV y las máquinas síncronas pueden absorber o generar. En este caso, se propone establecer los cargos a los usuarios del sistema de acuerdo a la cantidad de carga asociada con cada uno de ellos, estableciendo además un conjunto de áreas de influencia de estos dispositivos de control, a fin de que se asignen los cargos correspondientes sobre un uso real de las reservas.
- 4) Normalmente, para el despacho de potencia reactiva se toma en cuenta únicamente a las unidades de generación participantes en el mercado primario, agregando bancos de capacitores y/o reactores, así como compensadores estáticos de potencia reactiva. Sin embargo, en tiempo real, puede requerirse un soporte reactivo adicional, debido a las variaciones de carga, cambios de voltajes nodales o contingencias, entre

otros factores. Esto resulta en un conjunto de cargos adicionales conocidos como costos variables o de oportunidad.

- 5) Los cargos correspondientes a ambos servicios estarán descompuesto en dos partes: los cargos fijos y los cargos variables de oportunidad.
- 6) Los cargos fijos pueden asignarse para periodos de corto, mediano o largo plazo, seleccionando ya sea uno o varios escenarios típicos, considerando a los dispositivos involucrados en ambos servicios.
- 7) Los cargos variables son función del mercado primario de modo que pueden irse asignando de acuerdo a los períodos de tiempo manejados en el mercado primario (horas generalmente).

Con base a los puntos anteriores, se propone una metodología basada en los costos de los equipos asociados al control de voltaje y reservas de potencia reactiva, tomando en cuenta las situaciones que pudieran ocurrir para controlar el perfil de voltaje o ampliar las reservas de potencia reactiva.

Para la asignación de cargos por estos servicios, se utiliza sensibilidades relativas lineales, las cuales permiten conocer el beneficio otorgado por un dispositivo a un usuario del sistema.

6.3 Desarrollo de la metodología

De acuerdo al análisis que se realizó en los temas anteriores, debido a la naturaleza del problema de control de voltaje y potencia reactiva, así como al posible ejercicio de poder de mercado, se ha demostrado la importancia de que los servicios de regulación de voltaje y reservas rodantes de potencia reactiva sean servicios regulados.

Bajo este esquema, la metodología habrá de basar la cuantificación de los cargos sobre los costos fijos de los dispositivos. Además, en un momento dado, se puede requerir del servicio de algunos dispositivos sincronizados y de otros no sincronizados al sistema, de modo que se reconoce una componente adicional denominada como costos variables.

Los cargos fijos pueden remunerarse para periodos anuales, semestrales o mensuales. Sin embargo, debe resolverse el problema de seleccionar uno o varios escenarios típicos, con base a los cuales aplicar la metodología de asignación de cargos. Para ello el operador de sistema debe contar con información de cargas conectadas, unidades participantes, entre otros elementos relacionados al despacho de potencia activa. Se propone como escenario típico para la definición de cargos fijos, al de demanda máxima, por razones siguientes:

- Los resultados del despacho en demanda mínima dejarían fuera (aparentemente) a varios dispositivos asociados con los servicios; típicamente se tendría centrales hidroeléctricas operando como condensadores síncronos y algunas unidades termoeléctricas, por lo que las áreas reactivas en este escenario serían muy grandes debido a que se tienen pocos dispositivos conectados al sistema. A esto se le conoce como Generación Forzada.
- El escenario de demanda media excluye pocas unidades de generación y algunos dispositivos asociados con los servicios de potencia reactiva; sin embargo, esas unidades que se encuentran fuera del mercado primario muy probablemente se encuentren en el de reservas, pero algunos dispositivos estáticos no se considerarían dentro del mercado de reservas, por lo que se estaría omitiendo el servicio que pueden proporcionar esos dispositivos y, por consiguiente la remuneración sería nula.

- En el escenario de la demanda máxima se involucra a la mayoría de las unidades de generación y dispositivos asociados con la regulación de voltaje. Se incluye a veces la reserva rodante rápida por indisponibilidades de unidades de generación.
- Los equipos que participan en el mercado de reservas activas en el escenario de demanda máxima, al mismo tiempo proporcionan seguridad al sistema por la capacidad de potencia reactiva de cada unidad de generación, por lo que se debe pagar esa capacidad con la que cuenta cada dispositivo, aun estando desconectado del sistema, debido a que cuando ocurre alguna contingencia, esas unidades mediante su sincronización, proporcionan la potencia reactiva necesaria para evitar problemas mayores que pudieran comprometer la operatividad del sistema.

6.4 Costos fijos de dispositivos de control

El operador del sistema debe contar con información acerca del costo de los equipos para el control de voltaje y/o reservas de potencia reactiva, además de las curvas de capacidad y su función de consumo de combustible de las unidades de generación, para que, al realizar el despacho de potencia reactiva, se tenga en cuenta la capacidad de absorción o suministro de potencia reactiva de esas unidades, así como su costo de generación.

Los costos explícitos son los costos que se deben pagar directamente, estos incluyen el costo nivelado de inversión de los dispositivos y el costo de operación y mantenimiento. Los costos fijos de los dispositivos involucrados con el control de voltaje y reservas de potencia reactiva se describen a continuación.

Costos explícitos de unidades de generación:

Los generadores proporcionan soporte reactivo generando o absorbiendo potencia reactiva, lo cual puede representarse por una operación a factor de potencia en atraso o adelanto. A diferencia del costo de combustible, donde este representa los costos de operación de producción de potencia activa, hay solo pequeños costos de operación, tales como los costos de mantenimiento para producir potencia reactiva, Q, constituyendo en gran parte el costo explícito. Habitualmente, se ha considerado el costo nivelado de inversión de un generador especificado únicamente en términos de la potencia activa, P, en \$/MW. Sin embargo, la capacidad de un generador es usada para producir no solamente la potencia activa, sino también potencia reactiva. El costo nivelado de inversión en términos de la potencia aparente S, \$/MVA, es más apropiado para definir el costo nivelado de inversión de un generador. Primeramente, se presenta el cálculo del costo nivelado de inversión para las unidades de generación, utilizando la ecuación siguiente y posteriormente, se calcula este costo en términos de MVAR.

$$CI_j = CU_j \left[\frac{1}{GNA_j} \right] \left[\frac{frc(i, vec)}{(1+i)} \right] [fvp(i + \bar{w})] \quad \$/MWh$$

Donde:

CI_j = Costo nivelado del MWh por concepto de inversión de la j-ésima unidad.

CU_j = Costo unitario.

$frc(i, vec)$ = Factor de recuperación del capital.

$fvp(i + \bar{w})$ = Factor del valor presente.

- GNA_j = Generación neta anual por MW de la j-ésima unidad de generación.
- \bar{w} = Período de construcción.
- j = Tasa de descuento.
- vec = Vida económica en años.

El costo unitario se define por la ecuación siguiente:

$$CU_j = \frac{I_j}{C_j}$$

Donde:

- I_j = Costo de inversión (costo directo + costo indirecto) de la unidad j .
- C_j = Capacidad instalada de la unidad j .

La GNA se calcula con la expresión siguiente:

$$GNA = (1 - up)(fpl)(8760) \text{ MWh/MW}$$

Donde:

- up = Usos propios de la central.
- fpl = Factor de planta.

Para el cálculo del costo de operación y mantenimiento, se formula una metodología similar. Las unidades del costo nivelado de inversión están en \$/MWh, de modo que, para obtener el costo anual, se utiliza la siguiente expresión.

$$CTAUG = (CI_j + COM_j)(8760)$$

Donde:

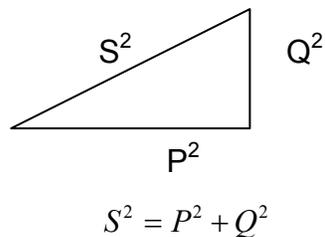
$CTAUG_j$ = Costo total anual de la j-ésima unidad de generación. \$/MW-año

CI_j = Costo nivelado del MWh por concepto de inversión de la j-ésima unidad. \$/MWh.

COM_j = Costo de operación y mantenimiento de la j-ésima unidad. \$/MWh.

Aunque los costos usualmente están dados en términos de \$/MW, el costo nivelado de inversión anual, en términos de capacidad de S/MVA-año, puede ser derivado utilizando la teoría básica de circuitos y la relación entre P, W y S, mostrada en la figura.

Figura 19. Triángulo de Potencias.



Fuente: Elaboración propia.

De esta relación se obtiene la ecuación siguiente:

$$\$/MVA - \text{año} = (\$/MW - \text{año})(fp)$$

Donde fp es el factor de potencia nominal del generador. Para calcular la potencia máxima de la unidad de generación, se usa la siguiente ecuación.

$$MVA_{r_{\max}} = (MVA) [\text{sen}(\cos^{-1}(fp))]]$$

Entonces, el costo nivelado de inversión, en términos de la potencia reactiva también puede especificarse con la siguiente ecuación:

$$\$ / MVA_{r} - \text{año} = (\$ / MVA - \text{año})(\text{sen} \theta) = (\$ MVA) [\text{sen}(\cos^{-1} fp)]$$

De la ecuación anterior, se puede deducir el costo verdadero de la potencia activa anual, resultando la expresión mostrada a continuación:

$$\$ / MW - \text{año} = (\$ / MVA - \text{año})(\cos \theta)$$

6.4.1 Costos explícitos de un generador operando como un condensador síncrono.

Frecuentemente, los generadores operan como compensadores síncronos y, bajo esta condición, consumen potencia activa del sistema. Este tipo de operación típicamente toma lugar durante períodos de carga mínima, cuando hay exceso de potencia reactiva que debe ser absorbida, a fin de controlar el perfil de voltaje. Una planta hidroeléctrica operando como condensador síncrono en estas condiciones, típicamente no tiene costos de oportunidad, ya que el sistema está bajo carga mínima y este no podría ser despachado más que para la absorción de potencia reactiva. Así, el generador incurre únicamente en los siguientes costos explícitos:

- El suministro de energía para el bombeo y la eliminación del agua del interior de la turbina.
- Pérdidas de energía que alcanzan las unidades de generación, debidas a pérdidas en el devanado, así como fricción, entre otros.

El caso de las unidades termoeléctricas es diferente debido a que la operación como condensador síncrono requiere la generación mínima por parte de este dispositivo, por lo tanto, el costo en estas condiciones de operación es mucho mayor al de una unidad hidroeléctrica. Por la tecnología del promotor y del tipo de combustible utilizado.

6.4.2 Costos explícitos de bancos de capacitores y reactores

La frecuencia de las operaciones de conmutación es un problema importante a ser considerado en el análisis de determinar el costo de estos dispositivos debido a que no solamente influye en el tiempo de vida útil del propio equipo, sino también en el circuito de conmutación.

Esto ocurre debido al sobrevoltaje que aparece durante las operaciones de apertura de los bancos de reactores y la operación de cierre de los bancos de capacitores. El procedimiento usual para evitar la depreciación prematura del equipo, ha sido instalar un dispositivo de sincronización conectado a los circuitos de conmutación. Además, para los reactores, un disipador de sobretensiones se conecta en paralelo. El dispositivo de sincronización coordina la apertura y cierre del circuito de interrupción al momento en que la corriente es prácticamente cero. Un disipador de sobretensiones de ZnO puede limitar el sobrevoltaje al reactor.

Teniendo en cuenta que el equipo debería instalarse según las especificaciones reguladas técnicamente, este tipo de depreciación prematura podría impedirse y

las implicaciones financieras limitadas a la diferencia en costo nivelado de inversión que alcanza el diseño modificado del equipo.

Dependiendo de la ubicación del equipo de compensación dentro del sistema de transmisión, la frecuencia de conmutación puede ser significativa. Un circuito para conmutar un reactor o capacitor en derivación está sometido a un mantenimiento general, después de un número especificado de operaciones de apertura o cierre ocurridas. Al haber dado mantenimiento al equipo, entonces, es posible evaluar los costos anuales de este servicio, a partir de los costos de inversión inicial, de operación y mantenimiento.

Por lo tanto, el costo total del equipo está en función del costo de inversión inicial y el costo de operación y mantenimiento. El cálculo del costo de inversión inicial considera una tasa de retorno y la vida económica del equipo, de modo que puede utilizarse la siguiente ecuación para calcular el costo de inversión anual del equipo:

$$CIAE_k = I_k \left[\frac{i_r (1 + i_r)^v}{(1 + i_r)^v - 1} \right]$$

Donde:

$CIAE_k$ = Costo de inversión anual del k -ésimo equipo en \$/año

i_r = Tasa de retorno

v = Vida útil del equipo en años.

Entonces, el costo total anual del servicio proporcionado por los equipos fijos, se calcula aplicando la siguiente ecuación:

$$CSCF_k = CIAE_k + COMa_k$$

$CSCF_k$ = Costo del servicio para el k -ésimo equipo de compensación fija.

$COMa_k$ = Costo de operación y mantenimiento anual para el k -ésimo equipo de compensación fija.

6.4.3 Costos explícitos del compensador estático

Similar a un condensador síncrono, el compensador estático tiene como función principal controlar el perfil de voltaje durante periodos transitorios y en estado estacionario. En sistemas eléctricos de potencia, donde la generación se encuentra alejada de los centros de consumo, los compensadores estáticos de potencia reactiva pueden considerarse como una fuente de reservas de potencia reactiva.

El costo explícito de este dispositivo incurre en el costo de inversión inicial y el costo de operación y mantenimiento. Dado que el mecanismo de conmutación de un compensador estático es de estado sólido, las operaciones de conmutación no causan una reducción en su vida útil, por lo que su costo de inversión anual se calcula utilizando la ecuación dada anteriormente, y el costo total del servicio proporcionado por el dispositivo con la siguiente expresión:

$$CSCEV_k = CIAE_k + COMa_k$$

$CSCEV_k$ = Costo del servicio del k -ésimo compensador estático.

6.4.4 Costos explícitos de transformadores con intercambiador de derivación

El costo de un transformador con cambiador de derivación bajo carga, se puede obtener de la diferencia de costos con respecto a un transformador normal (sin cambiador de derivación) de la misma capacidad. Entonces, el costo del

servicio de los cambiadores de derivación bajo carga, se obtiene con la ecuación siguiente:

$$CS_{Tap,j} = CT_{Tap,j} - CT_j$$

Donde:

$CS_{Tap,j}$ = Costo del servicio del cambiador de derivación bajo carga del j -ésimo transformador.

$CT_{Tap,j}$ = Costo del j -ésimo transformador con cambiador de derivación.

CT_j = Costo del j -ésimo transformador sin cambiador de derivación.

6.4.5 Sincronización de unidades para ampliar márgenes de potencia reactiva

En ocasiones, habrá zonas del sistema eléctrico de potencia donde no sea posible regular el voltaje o no se cuente con las reservas de potencia reactiva necesarias con las unidades sincronizadas en ese momento. Entonces, se tendrá que sincronizar una o varias unidades de generación, a fin de cubrir este déficit.

Ante esta situación, se requiere evaluar el costo de sincronización de la unidad de generación al precio resultante en el mercado para reservas complementarias.

La acción de sincronizar una unidad de generación incurre en costos adicionales de arranque que difieren ampliamente, de acuerdo al tipo de central

de generación. Para este caso, hay dos tipos de unidades que se pudieran sincronizar al sistema, las cuales son:

- 1) Unidades hidroeléctricas.
- 2) Unidades termoeléctricas.

Los motores de combustión interna no se toman en cuenta, pues el gasto económico de combustible es demasiado elevado, lo cual no justificaría la generación de potencia reactiva por parte de estos equipos.

A continuación, se presenta una descripción de estos costos.

6.4.6 Costo de arranque de unidades termoeléctricas

El costo de arranque, denotado como CA_{jS}^t , para la unidad j en la hora t , se presenta antes de que la unidad sea sincronizada al sistema de potencia debido al consumo de combustible que se requiere para satisfacer las condiciones de temperatura. El procedimiento de arranque a menudo necesita que el combustible tenga alto poder calorífico, inclusive más alto que el usado para la operación normal.

La cantidad necesaria de combustible para el arranque y, consecuentemente, los costos de arranque dependen de la constante de enfriamiento de la unidad τ_j^{t-1} .

Es importante enfatizar que la parte de la curva de costo de arranque para $\tau_j^{t-1} < \tau_{fi}$ nunca es usada en el procedimiento de planeación. Esto es debido a la existencia de restricciones locales como el llamado tiempo mínimo por debajo de la unidad j , denotado como τ_{fi} . El costo de arranque es usualmente modelado como una función exponencial dependiendo del tiempo de enfriamiento de la unidad. Para la asignación de precios en el mercado primario, por concepto de costo de sincronización, se prorratarán estos costos

únicamente en la hora que se planea sincronizar la unidad; para calcular el costo de arranque se utiliza la siguiente expresión:

$$CA_{JS}^t = u_j^t (1 - u_j^{t-1}) \left[\alpha_j \left(1 - e^{\frac{-\tau_j^{t-1}}{\sigma_j}} \right) + \beta_j \right]$$

Donde:

α_j = Costo de arranque en frío para la caldera de la j -ésima unidad.

β_j = Costos de arranque en frío para la caldera de la j -ésima unidad.

σ_j = Constante de tiempo de enfriamiento para la caldera de la j -ésima unidad.

τ_j^{t-1} = Intervalo de tiempo continuo para la j -ésima unidad antes de la hora t .

u_j^t = Variable binaria la cual define si está encendida o apagada la unidad.

En el siguiente capítulo, se presenta un ejemplo de la aplicación de este concepto.

6.5 Asignación de cargos por el servicio de regulación de voltaje

Un usuario puede recibir el servicio de regulación de voltaje a través de diversos dispositivos, o bien, de uno solo; por lo tanto, es necesario conocer con exactitud quien lo está proveyendo de los beneficios del servicio.

A diferencia del servicio de control de voltaje que opera en tiempo real, el servicio de reservas de potencia reactiva está fuertemente relacionado con las seguridad del sistema de potencia, en el sentido de que las reservas reactivas

se utilizarán, en caso de que llegue a ocurrir alguna contingencia que pusiera en riesgo la estabilidad del sistema o dejándolo en un punto cercano al colapso de voltaje; de acuerdo a lo anterior, se intuye que este servicio no es tan explícito para los usuarios del sistema, es decir, no se hará uso de las reservas hasta que ocurra alguna contingencia o un cambio de carga significativo, que pueda desestabilizar el sistema.

En cualquier sistema de potencia la interacción del control de voltaje de las unidades de generación y compensadores estáticos de VAr, con los nodos de carga no es global, esto es, los cambios de voltaje en algunas unidades de generación pueden modificar el voltaje en nodos de carga determinados. Para identificar estas interacciones se utiliza sensibilidades de voltaje en nodos de carga con respecto a cambios de voltaje en nodos generadores.

Utilizando sensibilidades relativas de voltaje, se conoce perfectamente cuáles nodos de carga son más sensibles a algún equipo específico, de modo que, a mayor sensibilidad, el costo del servicio será mas alto para ese nodo de carga; por el contrario, cuando las sensibilidades tengan un valor cercano o igual a cero, significa que no se recibe el servicio de ese dispositivo.

CONCLUSIONES

1. Luego de culminar con la elaboración de este trabajo, nos damos cuenta que el estudio de la generación y consumo de la potencia reactiva, es de gran importancia para los operadores de los sistemas de generación interconectados, ya que cumplen un papel muy importante respecto a la confiabilidad y estabilidad de las redes eléctricas conformadas por los entes generadores y las cargas del país.
2. Los servicios auxiliares de control de voltaje y potencia reactiva, dentro de un mercado mayorista, juegan un papel muy importante en lo que se refiere a seguridad y confiabilidad del sistema de potencia. En sectores eléctricos reestructurados, estos servicios pueden ofrecerse en un ambiente de mercado o sujetos completamente a regulación. Sin embargo, resulta complicado crear un mercado para estos servicios.
3. La naturaleza de la potencia reactiva a través de la red de transmisión no permite que ésta pueda ser transportada a grandes distancias, por lo que es necesario contar con áreas reactivas; al proponer un mercado para este servicio el operador del sistema detectaría que en realidad no existe un solo mercado en todo el sistema sino que habría varios “mercados regionales” de potencia reactiva (delimitados por las áreas reactivas existentes en el sistema), en donde participarían únicamente los dispositivos que se encontrarán dentro de cada área.

4. El mayor perjuicio que los reactivos pueden causar es la pérdida del control de tensión en el sistema. Para evitarlo es importante dar señales claras de largo plazo a las empresas como inversión en fuentes de reactivos o equipos de compensación. Sin embargo, es también esencial que el corto plazo se brinden las herramientas de control en la operación del sistema en tiempo real que evite un eventual colapso del sistema.
5. La restricción de que la potencia reactiva no pueda ser transportada grandes distancias, ya que es absorbida a menudo totalmente en la primera línea a la cual se le inyecta, justifica que su costo sea calculado nodalmente. Esto hace que para la rentabilidad de un mercado, los generadores o fuentes de reactivos deban estar lo más cerca posible de la carga.
6. La producción y facturación de los servicios auxiliares, será en gran medida la más favorecida del mercado de ofertas y demandas, ya que se convertirá en un mercado propio, donde el producto transado o mas bien el insumo que se estará transando es la calidad y continuidad del suministro eléctrico.

RECOMENDACIONES

1. La potencia reactiva es un recurso que sólo en algunos países se considera como un aspecto importante para control de voltaje y de pérdidas, si bien es cierto existen métodos para cuantificarla, por lo tanto debe ser cabalmente estudiada y considerada en el funcionamiento del sistema nacional interconectado.
2. En general, todos los generadores y cogeneradores tienen la posibilidad de inyectar potencia reactiva a la red; si esta inyección se realiza en forma organizada mediante un agente regulador y coordinador, se podría incluso en el caso de los cogeneradores, aumentar ingresos a través de un giro distinto al propio.
3. El primer aspecto importante a desarrollar, que inicialmente fue el tema inspirador para desarrollar este trabajo de graduación, sería determinar una tarifación definitiva para la potencia reactiva. Analizar los costos directos de proveer el servicio de potencia reactiva y establecer una estructura de precios apropiados dado que tiene una importancia tanto operacional como financiera para los mercados eléctricos no regulados.
4. Dar a conocer a todos los agentes generadores que los llamados servicios primarios no son independientes de los servicios auxiliares, ya que todos éstos apuntan principalmente a la seguridad y continuidad del suministro eléctrico.

5. El operador del Centro de Despacho de Carga, debe estar consciente que una buena administración de los cuatro servicios más importantes, como lo son: la generación y/o absorción de potencia reactiva para el control de tensión, la generación de potencia activa para el control de la frecuencia, el margen de operación para asegurar la continuidad del suministro y finalmente la capacidad de *black start* para el restablecimiento del sistema en caso de caída de algún sector de la red, asegurarán la continuidad y calidad de la electricidad que se entrega al consumidor final.
6. La identificación de las áreas reactivas en el sistema de potencia debe realizarse a través de una inspección de la matriz de sensibilidades relativas de voltaje en nodos de generación con respecto a voltajes en nodos de carga. Esto puede llevarse a cabo, desarrollando un método capaz de localizar todas las áreas reactivas y nodos frontera existentes en cualquier parte del sistema de potencia.
7. Es importante realizar un estudio de flujo de potencia reactiva lo más exacto posible, ya que si no se llevan a cabo adecuadamente, se podría ejercer poder de mercado por parte de los agentes generadores, debido a la regionalización de los servicios de potencia reactiva, ocasionando ya sea un incremento en los precios de estos servicios o comprometer la confiabilidad y seguridad del sistema por déficit de potencia reactiva.
8. En particular, resulta muy difícil eliminar el poder de mercado con los servicios de potencia reactiva y control de voltaje, debido a la naturaleza de la potencia reactiva en combinación con los elementos de la red de transmisión que impiden que esta sea transportada a grandes distancias, por lo que se origina la existencia de áreas reactivas dentro del sistema.

9. Toda la información necesaria únicamente debe conocerla el operador del sistema para preservar la competencia leal del mercado. Con esta información, el operador del Centro de Despacho de Carga coordinará la operación desde un punto de vista de potencia reactiva, donde se definen los requerimientos de regulación y reservas de potencia reactiva, así como del conjunto de elementos que proporcionan estos servicios.
10. Este estudio debe tener un origen y un destino claro para poder planificar un sistema sostenible en el tiempo, hablando siempre a largo plazo, como es lo normal en la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.
11. Para el control de la frecuencia, mediante la variación de la generación de potencia activa, se hace necesario al igual que con el control de voltaje, una esquematización del sistema que se desee estudiar. Será importante y necesario determinar una cantidad de zonas, caracterizadas por su capacidad de regulación y de los parámetros de sus máquinas. Una vez constituidas estas zonas, la simulación que se debe realizar será válida hasta que el parque generador sea modificado, principalmente si se incorporan nuevas máquinas con posibilidad de regular frecuencia. Como esta situación no es común, se estima que estas simulaciones deben ser realizadas con menos frecuencia que para el caso de los factores de penalización. Si bien es cierto, idealmente estas simulaciones y cálculos debieran ser hechas periódicamente, la modelación del sistema y su funcionamiento correcto será función de la actualización continua que se le hagan a los parámetros que en ese estudio se propongan.

12. No solo el estudio contemplado en este trabajo de graduación es de importancia para la regulación del voltaje y/o evitar un colapso de tensión, sino también, es de gran importancia el estudio basado en cortes de carga que ocurren cuando existen contingencias que involucran la seguridad del sistema nacional interconectado.

BIBLIOGRAFÍA

1. Cortés Silva, Verónica Beatriz. Señal de Precios para la Potencia Reactiva en Mercados Descentralizados y Competitivos. Tesis Ingeniero Civil-Industrial, con Diploma en Ingeniería Eléctrica. Santiago de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2003. 130 pp.
2. Guerrero Teare. Bases Conceptuales de un Nuevo Negocio de Administración de Servicios Auxiliares en Sistemas Eléctricos de Potencia. Tesis Ingeniero Civil de Industrias con mención en Electricidad. Santiago de Chile, Pontificia Universidad Católica de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 1996. 121 pp.
3. Ley general de electricidad. Guatemala: s.e., 1996, 17pp.
4. Reglamento de la Ley General de Electricidad. Ministerio de Energía y Minas, Acuerdo Gubernativo No. 256-97, Guatemala, 21 de Marzo de 1997, 40 pp.
5. Tequitlapa Gómez, Gustavo Carlos. Asignación de Cargos por Servicios de Control de Voltaje y Reservas Reactivas en Mercados de Energía. Tesis Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica. México, Instituto Tecnológico de Morelia Michoacán, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, 2002. 131 pp.
6. Verónica Beatriz Cortez silva. Señal de precios para la potencia reactiva en mercados descentralizados y competitivos. Tesis Ingeniero Civil Industrial, con Diploma en Ingeniería Eléctrica. Santiago de Chile, Pontificia Universidad Católica de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2003. 130 pp.

