

T/621.3/623c

# **UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**“INVESTIGACIONES SOBRE LA APLICACIÓN DE CONTROL  
SECUNDARIO DE TENSIÓN EN SISTEMAS DE POTENCIA”**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**BACH. OTTO WANNER GANVINI ASENCIOS**

**ASESOR:**

**ING. MANUEL CASAS SALAZAR**

**CALLAO – PERU**

**2005**

Dedico este trabajo a mis padres, Eladio e Hilda, a mis hermanos, sobrinos y a mi hijita Cristina. Que me apoyaron en todo momento en la realización de este trabajo y que son la inspiración para seguir adelante.

# INVESTIGACIONES SOBRE LA APLICACION DE CONTROL SECUNDARIO DE TENSIÓN EN SISTEMAS DE POTENCIA

PRÓLOGO.....	3
INTRODUCCIÓN.....	5
CAPÍTULO I : ESTABILIDAD DE TENSION.....	9
1.1  DEFINICIONES .....	9
1.2  ESCALAS DE TIEMPO Y MECANISMOS DE INESTABILIDAD DE TENSION .....	10
1.3  RELACIÓN ENTRE ESTABILIDAD DE TENSIÓN Y ESTABILIDAD DE ÁNGULO DEL ROTOR .....	12
1.4  EL PROBLEMA DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN.....	13
1.5  COMPARACIÓN DE TÉCNICAS DE ANÁLISIS ESTÁTICA Y DINÁMICA PARA EL ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN .....	14
1.6  EL SISTEMA DE POTENCIA Y CONTROLES ASOCIADOS .....	15
CAPÍTULO II : .....CONTROL DE TENSIÓN-POTENCIA REACTIVA EN LA OPERACIÓN DE SISTEMAS DE POTENCIA.....	17
2.1  OBJETIVOS .....	18
2.2  PRODUCCIÓN Y ABSORCIÓN DE POTENCIA REACTIVA.....	19
2.3  MÉTODOS DE CONTROL DE TENSIÓN.....	20
2.3.1  Reactores Shunt .....	21
2.3.2  Capacitores Shunt.....	23
2.3.3  Capacitores serie .....	25
2.3.4  Compensadores síncronos .....	25
2.3.5  Sistemas de Compensadores Estáticos (static var systems-svs) .....	26
2.4  PRINCIPIOS DE COMPENSACIÓN EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN .....	30
CAPITULO III : CONTROL SECUNDARIO DE TENSIÓN .....	31
3.1  PRINCIPIOS BÁSICOS DE IMPLEMENTACIÓN DE CST .....	36
3.2  SELECCIÓN DE LA BARRA PILOTO .....	39
3.3  DIVISIÓN DE LAS ÁREAS DE CONTROL.....	39
3.4  SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS QUE PARTICIPAN DEL CST .....	39
3.5  BENEFICIOS DE UNA COORDINACIÓN DE POTENCIA REACTIVA .....	40
3.6  NECESIDAD E IMPORTANCIA DEL CONTROL DE TENSIÓN.....	41
CAPÍTULO IV : RESULTADOS EN EL SISTEMA NEW ENGLAND.....	43
4.1  CONTROL SECUNDARIO DE TENSIÓN USANDO GENERADORES .....	44
4.1.1  Contingencias.....	46
4.1.2  Variaciones en el Punto de Operación.....	46
4.1.3  Aumento de carga .....	50
CAPÍTULO V : CST USANDO SVS'S COMO FUENTE DE REACTIVOS.....	60
5.1.1  Contingencias.....	61
CAPÍTULO VI : FACTOR DE PARTICIPACION "KPART".....	67
6.1.1  Contingencias.....	71
CAPÍTULO VII : CONCLUSIONES Y SUGERENCIAS PARA TRABAJOS FUTUROS.....	79
ANEXO .....	82

## PRÓLOGO

Este trabajo investiga el uso de un esquema de control coordinado de tensión (CCT) en sistemas eléctricos de potencia.

La estructura jerárquica de control utilizada en este trabajo es la misma que la propuesta en la literatura técnica sobre el asunto, el cual está conformada por tres niveles, el control primario de tensión (CPT), el control secundario de tensión (CST), y el control terciario de tensión (CTT).

Las investigaciones sobre los beneficios y limitaciones del CST, son realizadas a través de simulaciones de larga duración utilizando el programa Anatem de CEPEL.

Fueron consideradas como fuentes de potencia reactiva que participan del CST generadores, compensadores síncronos y compensadores estáticos SVSs. Las potencias reactivas provenientes de banco de capacitores y transformadores con variación de tap. no fueron considerados como variables controladas.

Se muestran resultados en el sistema New England, un sistema teórico pero que reúne las condiciones y problemas de un sistema real. Donde analizamos varias contingencias, apertura de línea, variación del punto de operación, aumento gradual de carga en todo el sistema, salida y reposición de cargas importantes.

Este trabajo está organizado de la siguiente forma:

El capítulo I presenta una introducción al concepto de estabilidad de tensión. sus definiciones y sus clasificaciones, como un preámbulo para el entendimiento de los próximos capítulos, principalmente del CST - *control secundario de tensión.*

El capítulo II presenta, de forma resumida, los diversos equipos que son usados en el *control de tensión- potencia reactiva*, en los sistemas eléctricos de potencia como

por ejemplo generadores, banco de capacitores, reactores, compensadores síncronos, compensadores estáticos (SVCs), etc.

El capítulo III presenta los tres niveles jerárquicos de control coordinado de tensión, con mayor énfasis en *Control Secundario de Tensión*;

En los capítulos IV y V se investiga la utilización del CST en el Sistema New England por medio de simulaciones de largo plazo realizadas en el programa ANATEM de CEPEL. Mostramos los resultados obtenidos de diversas contingencias al cual el sistema el sistema es sometido. Como fuentes de control fueron usadas generadores y compensadores síncronos, y SVS's.

En el capítulo VI presentamos las conclusiones y sugerencias para trabajos futuros.

## INTRODUCCIÓN

En los últimos años, debido a grandes incidentes relacionados con la caída de tensión a niveles no operacionales, los controles que influyen directamente en la estabilidad de tensión se tornaron muy importantes. Hasta hace poco, el control de tensión no era un punto crítico del sistema. Los sistemas eran proyectados de tal forma que operaban con grandes márgenes de seguridad, de modo que en ellos no se tenían líneas sobrecargadas. En general, los límites de estabilidad transitoria no eran preponderantes en relación a estabilidad de tensión en régimen permanente.

Rígidamente y ajustadas restricciones operativas en el valor de tensión hacen que la eficiencia de control de potencia reactiva sea más notoria localmente. Hasta hoy en día y con excepción de algunos países europeos, cuando se habla de control de tensión, se imagina un control de naturaleza localizada. El control de tensión en las redes de alta tensión, por regla, es eventualmente realizado en forma manual. Tal vez ésta sea la razón de que el Control Automático de Tensión (CAT) no haya recibido la misma atención y alcanzado el mismo nivel de madurez que el Control Automático de Tensión (CAG).

En los últimos años las concesionarias de energía eléctrica de diversos países europeos (principalmente Francia e Italia) [1-3] han adoptado estrategias de control coordinado de tensión que mantienen un perfil de tensión adecuado en diferentes escenarios de carga de sistema. Este objetivo, en la mayoría de veces, solo puede ser alcanzado si existe un mínimo grado de automatización en el sistema de control de potencia reactiva, en vez de ser totalmente dependientes de la experiencia y habilidad de los operadores. El control automático del perfil de tensión del sistema, contribuye significativamente en mejorar la seguridad y calidad en el suministro de energía al consumidor final.

[4] Fink describe la importancia de un control coordinado de perfil de tensión de un sistema en el nuevo ambiente competitivo y en el reglamentado, que en el presente momento viene siendo implementado en el sector eléctrico. Diferentes padrones de intercambio de energía, cuando son comparados con padrones observados en las últimas

décadas, podrán ocasionar que algunas líneas de transmisión tengan sobrecargas elevadas. El control coordinado de tensión se torna por tanto, un factor importante en la prevención de la caída o de colapso de tensión.

El CAT de un sistema de potencia de gran porte, puede ser concebido en tres niveles jerárquicos (primario, secundario y terciario) definidos por áreas geográficas (local, regional, etc) y por diferentes dominios de tiempo (de segundos a varios minutos). Cada uno de esos niveles jerárquicos tienen papeles específicos que son descritos a continuación:

### Control Primario de Tensión(CPT)

El CPT es el nivel jerárquico mas rápido del CAT. Subdividido en control individual de los generadores y control de las centrales.

- Control de los Generadores

Este nivel de control está constituido por la actuación de los reguladores de tensión de los generadores (AVRs) y de los compensadores síncronos. Los reguladores mantienen la tensión terminal de los generadores igual, o muy próximos a los valores de referencia fijados por los operadores, o por los controles de los niveles jerárquicos mas elevados.

- Control de las Centrales

El objetivo de éste nivel de control es mantener la tensión de la barra de alta tensión de la central en valores especificados a través de una equalización de la potencia reactiva generada por las unidades en operación. Conocido en inglés como join voltage control (JVC), resaltamos la referencia [Jovita99], que trata del estudio de viabilidad de aplicación del JVC en la central de Itaipú 60 y 50 Hz.

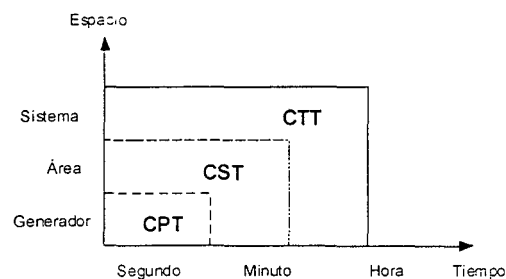
## Control Secundario de Tensión(CST)

El control secundario de tensión consiste en la actuación de un grupo específico de reguladores de tensión de los generadores, compensadores estáticos o síncronos, taps de transformadores, etc, de forma tal de mantener el perfil de tensión deseado en barras, llamadas, piloto. Las tensiones deseadas en barras piloto deben ser representativas del perfil de tensión de la región a la cual pertenecen. El control secundario de tensión actúa en una escala de tiempo de 30s a 120s, por ejemplo, y se caracteriza por ser un control de efecto regional.

## Control Terciario de Tensión(CTT)

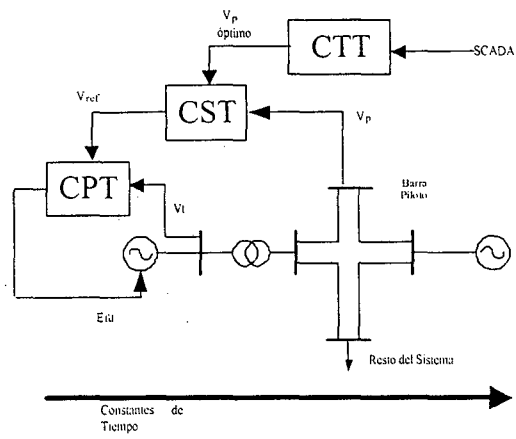
Uno de los principales objetivos del control terciario de tensión, es el de garantizar,de forma preventiva, la seguridad y la integridad del sistema. Para esto, un algoritmo de flujo de potencia óptimo, es en general, utilizado en este nivel.

La Figura 1, muestra la estructura jerárquica del CAT, considerando las áreas geográficas y constantes de tiempo. La Figura 2 presenta el diagrama esquemático de los tres niveles jerárquicos del CAT.



**Figura 1- Niveles jerárquicos de un control coordinado de tensión**





**Figura 2- Diagrama esquemático del CAT**

El objetivo de éste trabajo está enfocado en la evaluación de la implementación de Control Secundario de Tensión (CST) en sistemas de energía eléctrica. Como herramientas de análisis son utilizados los programas Anarede y Anatem de CEPTEL, con una mayor utilización del segundo.

# CAPÍTULO I

## 1. ESTABILIDAD DE TENSION

La estabilidad de tensión es referida a una amplia gama de fenómenos. Por ejemplo, se refiere a fenómenos rápidos cuando esta relacionada con motores de inducción, cargas de tipo de aire acondicionado o HVDC, o a fenómenos lentos cuando esta relacionada a conmutadores de taps de transformadores. En este sentido, ingenieros e investigadores han discutidos métodos apropiados de análisis, y también, cuando se trata de estabilidad de tensión como un fenómeno estático o dinámico.

La estabilidad de tensión puede ser vista, a veces como un problema de viabilidad de régimen permanente, sujeto de ser analizado por métodos estáticos, por ejemplo cuando se esta estudiando la capacidad del sistema de transferir potencia reactiva desde la generación hasta el consumo, en determinadas condiciones de operación. Sin embargo no tiene que perderse de vista el hecho de que se trata de un fenómeno que esta sucediendo en un sistema dinámico, siendo por tanto un proceso dinámico, tal y como la palabra estabilidad lo sugiere. A la inversa de lo que sucede en estabilidad de ángulo (o síncrona), generalmente la dinámica importante es la relativa a las cargas, y a los medios de control de tensión: La estabilidad de tensión ha sido llamada, también, estabilidad de carga.

### 1.1 Definiciones

La estabilidad de tensión es simplemente una faceta de estabilidad de un sistema de potencia. A continuación son presentadas definiciones dadas por CIGRE [3]. Las definiciones son análogas a las de estabilidad para otros sistemas dinámicos

- 1.- Un sistema, en un cierto estado de operación presenta estabilidad de tensión a pequeñas perturbaciones, si después de un pequeño disturbio las tensiones cerca de las cargas son idénticas o próximas a valores pre-disturbio.

- 2.- Un sistema en un cierto estado de operación y sometido a una cierta perturbación, presenta estabilidad de tensión, si las tensiones cerca de las cargas se aproximan a un valor de equilibrio post-disturbio. El estado perturbado se encuentra dentro de la región de atracción del equilibrio estable post-disturbio.
- 3.- Un sistema en un cierto estado de operación y sometido a una cierta perturbación, llega a un colapso de tensión si las tensiones del estado post- disturbio se encuentran por debajo de límites aceptables. El colapso de tensión puede ser total o parcial.

Pero, podemos resaltar que, aunque la estabilidad de tensión envuelva aspectos dinámicos, métodos estáticos del tipo flujo de potencia, son muchas veces útiles para un rápido y análisis aproximado.

## **1.2 Escalas de Tiempo y Mecanismos de Inestabilidad de Tension**

Las dinámicas relativas a la inestabilidad de tensión y al colapso de tensión suceden en un lapso de tiempo variando desde fracciones de segundo hasta decenas de minutos. Muchos controles y componentes del sistema representan un papel importante en la estabilidad de tensión, siendo que solamente algunos de ellos, eventualmente, participan significativamente en un incidente o escenario particular. Las características del sistema y el disturbio relacionado, determinaran que fenómenos son importantes. Consideraremos ahora tres escenarios típicos y los mecanismos correspondientes:

### **1.- Escenario 1: Estabilidad de Tensión Transitoria.**

La escala de tiempo varia de cero hasta aproximadamente diez segundos, de forma similar a la estabilidad transitoria de ángulo del rotor. Una clara distinción entre inestabilidad de ángulo y de tensión no siempre es posible, pudiendo coexistir aspectos de ambos fenómenos. El colapso de tensión es producido por acciones rápidas y desfavorables de componentes de la carga, tales como motores de inducción y convertidores de corriente continua.

Para incidentes que envuelven severas caídas de tensión ,tales como corto circuitos cuyos tiempo para ser eliminados son largos, la demanda reactiva del motor es

incrementada contribuyendo al colapso de tensión, salvo si las protecciones actuasen retirando el motor del sistema. Después de la falla, el motor tiene dificultades para reaccelerar. La caída de velocidad puede arrastrar otros motores de cargas vecinas. La dependencia de la compensación reactiva capacitiva paralela con el cuadrado de la tensión, empeora aun mas el problema.

La integración de sistemas de transmisión de corriente continua en alta tensión (HVDC) en sistemas débiles a ocasionado problemas de estabilidad de tensión transitoria en los últimos años, especialmente para sistemas muy exigidos y para grandes disturbios.

## **2.- Escenario 2: Estabilidad de Tensión de Mediano Plazo**

Esta asociada a escalas de tiempo de varios minutos usualmente de dos a tres minutos, y donde generalmente la intervención del operador no es posible.

Es característico de este escenario grandes cargas , grandes transportes de potencia desde generaciones remotas, y grandes y repentinos disturbios. El sistema presenta estabilidad transitoria, principalmente dada la sensibilidad de las cargas con la tensión.

Los disturbios típicos son las perdidas de grandes unidades generadoras o de líneas de transmisión importantes, produciendo elevadas perdidas reactivas y caídas de tensión en arreas de carga. Los conmutadores de taps de los transformadores asociados y los reguladores de tensión en los niveles de distribución sienten las variaciones de tensión, actuando para restituir las tensiones de distribución, y restituyendo también con ellas los niveles de potencia en las cargas.

La restitución de las cargas ocasionan mayores caídas en las tensiones de transmisión. Los generadores de las cercanías son sobreexcitados y sobrecargados, los limitadores de sobreexcitación (o los operadores de las plantas de generación) retornan la corriente de campo de las maquinas a sus valores nominales después de un tiempo asociados con las capacidades de sobrecarga (uno o dos minutos). Los generadores ya no consiguen suministrar la potencia reactiva necesaria. Los sistemas de generación y transmisión no pueden soportar las cargas, y las perdidas reactivas continúan

aumentando y la tensión va decayendo. Sigue un colapso de tensión que puede ser parcial o total.

### **3.- Escenario 3: Estabilidad de Tensión de Largo Plazo**

La inestabilidad sucede en un periodo de tiempo aun mayor, siendo originada por un gran incremento de carga (MW/minuto) o de la potencia transferida. La participación del operador para la aplicación de equipos de potencia reactiva o corte de carga puede ser determinante para evitar la inestabilidad. Factores tales como las características de sobrecarga – tiempo de transmisión (decenas de minutos ), y pérdida de diversidad de cargas por las bajas tensiones pueden ser importantes. La etapa final de inestabilidad envuelve la participación de los equipos más rápidos tales como los descritos en los escenarios uno y dos.

#### **1.3 Relación entre estabilidad de tensión y estabilidad de ángulo del rotor**

La estabilidad de tensión y la estabilidad de ángulo del rotor están más o menos interconectadas . La estabilidad de tensión transitoria está muchas veces relacionada con la estabilidad transitoria del ángulo, y formas más lentas de estabilidad de tensión con la estabilidad de ángulo a pequeñas perturbaciones, siendo muchas muy difícil separar los mecanismos.

Existen muchos casos donde predomina una forma de inestabilidad sobre otra. Dos situaciones extremas son: a) un generador síncrono remotamente conectado por una línea de transmisión a un sistema muy grande (estabilidad de ángulo del rotor puro, o estabilidad de máquina contra barra infinita); y b) Un generador síncrono o un sistema muy grande conectado por un línea de transmisión a una carga asíncrona (estabilidad de tensión pura)

En un gran sistema de potencia, el colapso de tensión en áreas de carga es posible sin la pérdida de sincronismo de ningún generador. En general, si la tensión colapsa en un punto crítico del sistema de transmisión lejos de las cargas, es un problema de inestabilidad de ángulo. Si colapsa en un área de carga, se trata probablemente de problemas relacionados con inestabilidad de tensión.

## **1.4 El Problema de Estabilidad de Tensión**

Es la capacidad de un sistema de potencia de mantener un estado estable de tensiones en todas las barras del sistema en condiciones normales de operación y después de ser sometido a disturbios. El sistema entra en una situación de inestabilidad de tensión cuando un disturbio, un aumento de demanda, o algún cambio en las condiciones del sistema causan una progresiva e incontrolable caída de tensión .

La inestabilidad de tensión es esencialmente un fenómeno local. El colapso de tensión es un fenómeno más complejo, siendo usualmente resultado de una secuencia de eventos donde la inestabilidad de tensión lleva aun perfil de tensiones muy bajo en una parte significativa del sistema.

Para fines de estudio, resulta apropiado clasificar la estabilidad de tensión en dos categorías :

### **1. Estabilidad de tensión a grande perturbaciones**

Se refiere a la habilidad del sistema de controlar la tensión después de un gran disturbio. Esta habilidad es determinada por las características sistema carga y por la interacción de controladores de tipo continuo y discreto, y de dispositivos de protección. La estabilidad de tensión a las grandes perturbaciones requiere un análisis de comportamiento dinámico no lineal del sistema en un periodo de tiempo suficiente para capturar la interacción de dispositivos tales como conmutadores de taps bajo carga o "ULTC", y de los limitadores de corriente de campo de los generadores o "OXL". El periodo de estudio puede ser de unos pocos segundos hasta varias centenas de minutos. Un criterio para estabilidad de tensión a grandes perturbaciones es que después de un disturbio, y siguiendo la acción de los sistemas de control, las tensiones en todas las barras alcanzan un nivel aceptable de régimen permanente.

### **2. Estabilidad de tensión a pequeñas perturbaciones**

Se refiere a la capacidad del sistema de controlar la tensión después de un pequeño disturbio, tal como un incremento de carga del sistema. Esta forma de estabilidad es determinada por las características de la carga, y de controles continuos y discretos en determinado instante de tiempo. El concepto resulta útil para determinar la respuesta de tensiones del sistema a pequeñas perturbaciones, permiten el análisis por técnica de régimen permanente, para determinar márgenes de estabilidad, identificar factores que influyen en la estabilidad, y examinar un gran número de condiciones del sistema y escenarios pos-falla. Un criterio para estabilidad de tensión, es que para una condición dada de operación, para cada barra del sistema la tensión de la barra es incrementada con el aumento de potencia reactiva inyectada en la misma barra. Se tiene inestabilidad de tensión, si por lo menos en una barra de sistema, su tensión decrece con el aumento de la potencia reactiva inyectada en la misma. Quiere decir que el sistema presenta estabilidad de tensión, si la sensibilidad  $V-Q$  es positiva para cada barra, e inestabilidad de tensión si la sensibilidad  $V-Q$  es negativa en por lo menos una barra del sistema.

### **1.5 Comparación de técnicas de análisis estática y dinámica para el estudio de estabilidad de tensión**

Las técnicas dinámicas son más precisas que las estáticas pues muestran, muy aproximadamente, las dinámicas reales que forman parte de la perturbación analizada. Esto es posible si se utilizan modelos mas apropiados y por la propia naturaleza del tratamiento del problema, que muestra de forma cronológica los fenómenos que van sucediendo en el sistema. Sin embargo, las simulaciones en el dominio de tiempo presentan un gran consumo de tiempo de CPU y tiempo de ingeniería para el análisis de resultados, y también no producen sensibilidades (informaciones sobre el grado de estabilidad), lo que hace de ellas poco apropiadas para estudios que envuelven una amplia gama de condiciones del sistema y gran números contingencias. Para aquel tipo de estudios, las técnicas de análisis estáticas, que requieren mucho menos tiempo de CPU, pueden ser utilizadas para ganar conocimiento del problema de tensión /potencia reactiva.

Las sensibilidades obtenidas de los métodos estáticos permiten la identificación de las barras críticas del problema, pero proveen informaciones muy pobres sobre la

robustez global del sistema. Una limitación de esas técnicas es que, aun mostrando donde está el problema, lo cual no dice nada con respecto a la cantidad de acción correctiva necesaria. Otra limitación es que ellas resultan apropiadas para ser utilizadas en escenarios caracterizados por un crecimiento progresivo de la carga, y no en aquellos relacionados con grandes perturbaciones.

Resultaría muy útil el acoplamiento de las ventajas de estas aproximaciones estáticas, con las simulaciones en el dominio de tiempo para estabilidad de tensión.

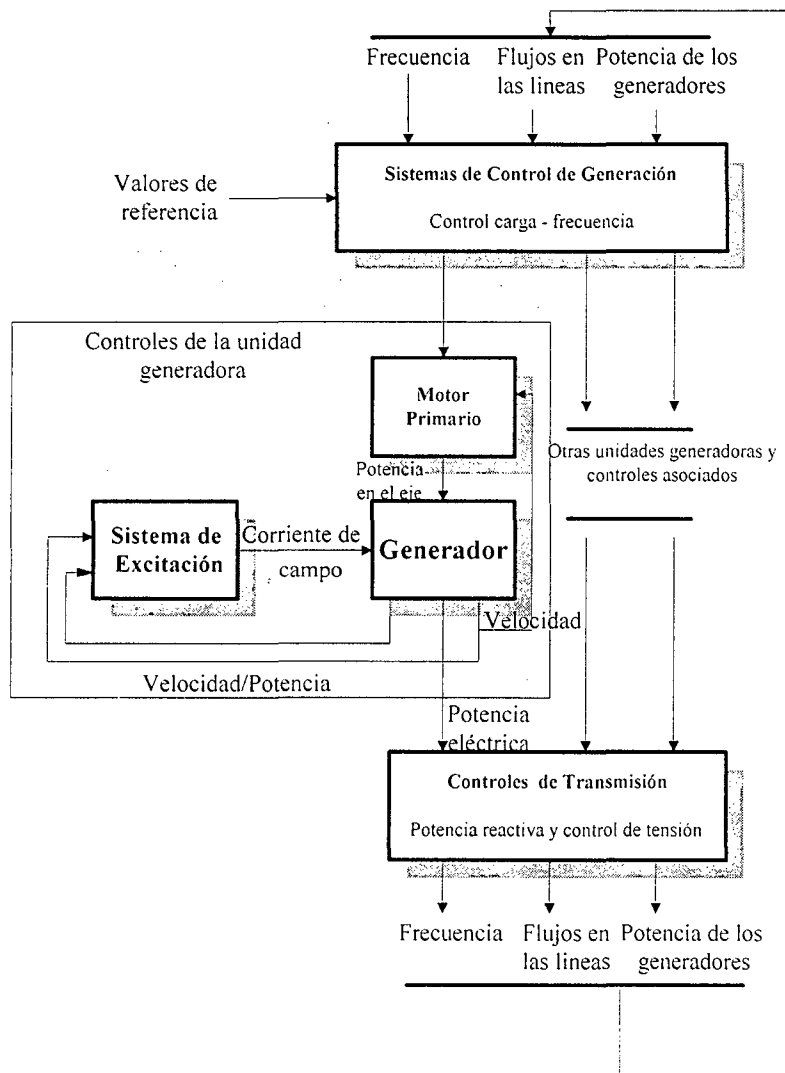
## **1.6 El Sistema de Potencia y controles asociados**

Para alcanzar los objetivos deseados, son utilizados varios niveles de control, envolviendo un complejo grupo de dispositivo. En la figura 1.1 se puede observar los subsistemas y controles asociados que forman el sistema de potencia. En esta estructura general existen controladores operando directamente en elementos individuales del sistema.

En una unidad generadora se tiene por ejemplo los controles de la maquina primaria en el sistema de excitación. Los controles del motor primario se refieren a la regulación de la velocidad y al control de las variables de la fuente de energía primaria tales como los flujos, presiones y temperaturas. La función de los controles de la excitación y la regulación de la tensión terminal del generador y de la potencia reactiva de salida de la maquina. La salida de potencia activa de cada unidad generadora esta dada por el sistema de control de generación.

El objetivo fundamental del sistema de control de generación y el balance de la generación total con las cargas y perdidas del sistema, de manera que la frecuencia deseada y el intercambio de potencia con otros sistemas (flujos en las líneas) sean mantenidos.





**Figura 1-1** *El sistema de potencia y los controles asociados*

Los controles de transmisión incluyen dispositivos de control de tensión y potencia, tal como compensadores estáticos de reactivas, compensadores síncronos, capacitores y reactores, transformadores con variación de tap bajo carga, transformadores desfasadores, y controles de transmisión de corriente continua en alta tensión (HVDC).

Los controladores descritos contribuyen para una operación satisfactoria del sistema de potencia, manteniendo las tensiones frecuencias y otras variables del sistema dentro de límites aceptables. Los cuales tienen un profundo efecto en el desempeño dinámico y en la capacidad del sistema de sobrevivir a un disturbio.

## CAPÍTULO II

### 2. CONTROL DE TENSION-POTENCIA REACTIVA EN LA OPERACIÓN DE SISTEMAS DE POTENCIA

El problema de control de tensión y potencia reactiva es encontrado en el planeamiento y en la operación de sistemas de potencia; su solución se torna más difícil a medida que los sistemas asumen configuraciones más complejas [1].

En el planeamiento de transmisión de un sistema de potencia se estudian diversas posibilidades de configuración de la red, en régimen normal o de contingencia, para una condición dada de cargas y generación. Es posible que, concluido un cálculo de flujo de potencia, para una topología dada de la red de transmisión, las tensiones en algunas barras del sistema no estén dentro del perfil deseado. Este problema es tratado como si fuera un problema de optimización de una función objetivo [1].

Debido a los cambios en la topología de la red y fluctuaciones en las configuraciones de cargas y generaciones, las tensiones se alejan de sus valores nominales y los desvíos, en relación a estos valores, superan eventualmente el rango de tolerancia permitida para el sistema. Así también, los flujos de potencia reactiva en las líneas también sufren variaciones. Desde que el suministro de energía a los consumidores debe ser hecho bajo tensión nominal y las condiciones de operación del sistema pueden requerir el control del flujo de potencia reactiva en algunas líneas, se torna necesario la intervención de los dispositivos de control de tensión y potencia reactiva para que esto sea garantizado [1].

Si es eficientemente realizado, el control de tensión-potencia reactiva proporciona un servicio de mejor calidad a los consumidores (pues reciben energía bajo tensión nominal), permite el control de circulación de reactivos entre sistemas o dentro del propio sistema y proporciona el uso más eficiente de los dispositivos de control. El mantenimiento de las tensiones en valores nominales de operación permitirá mayor tiempo de vida de los componentes del sistema (líneas, transformadores, disyuntores, etc.), visto que operan dentro del nivel de aislamiento, y reducirá las pérdidas por efecto

corona. El control del flujo de potencia reactiva en las líneas permitirá la reducción de las pérdidas en la transmisión.

El crecimiento de los sistemas de potencia, con la consecuente complejidad en las configuraciones de la red de transmisión, y el aumento del número de dispositivos de regulación y potencia reactiva. Este tiene características locales y depende de factores como nivel de tensiones, configuración de la red de transmisión, y distribución y características de cargas. Las tensiones en un sistema difieren de punto a punto existen dispositivos de control de tensión-potencia reactiva instalados en diversos puntos del sistema. Los dispositivos de control son básicamente los siguientes:

- Sistemas de excitación de las máquinas síncronas
- Compensadores síncronos
- Bancos shunt de capacitores
- Bancos shunt de reactores
- Transformadores con tap variable.
- Compensadores estáticos

Por la propia naturaleza de nuestro problema es lógico concluir que el objetivo del control tensión-potencia reactiva debe ser conseguido con las fuentes de reactivos existentes, y por consiguiente, no consideraremos la hipótesis de la compra de nuevas fuentes de potencia reactiva.

## **2.1 Objetivos:**

Para una operación con seguridad y eficiencia de un sistema de potencia, el control de tensión- potencia reactiva deberá satisfacer los siguientes objetivos:

1. Las tensiones en todos los equipamientos del sistema dentro de límites aceptables. Tanto los equipos de las concesionarias como de los consumidores son proyectados para operar dentro de un rango tolerable. Una operación prolongada de los equipamientos con tensiones fuera de los límites afecta su desempeño y puede dañar los equipos.

2. Sistemas estables están incrementando el uso de los sistemas de transmisión a su máxima capacidad. Control de tensión y potencia reactiva tiene un impacto significativo en sistemas estables.
3. El flujo de potencia reactiva debe ser minimizado de forma a reducir las pérdidas  $RI^2$  y  $XI^2$  a un mínimo práctico. Esto asegura que el sistema opere, principalmente para transportar potencia activa.

El problema de mantener la tensión dentro de límites requeridos es muy complicado por el hecho de que el sistema de potencia provee energía a un vasto número de cargas y es alimentado por muchas unidades generadoras dispersadas por el sistema. Como las cargas varían, la potencia reactiva requerida del sistema de transmisión también varía. Como la potencia reactiva no puede ser transmitida a largas distancias, el control de tensión puede ser realizado por el uso de aparatos especiales dispersados en todo el sistema. Esto es un contraste con el control de frecuencia el cual depende del balance de la potencia activa dentro del sistema. La selección y coordinación apropiada de los equipamientos usados para controlar la tensión y potencia reactiva están entre los mayores desafíos de los ingenieros del sistema de potencia.

## 2.2 Producción y Absorción de Potencia Reactiva:

*Generadores Síncronos* pueden generar y consumir potencia reactiva dependiendo de la excitación. Donde sobreexcitado suministra potencia reactiva, subexcitado consume potencia reactiva. La capacidad de generar y consumir potencia reactiva está limitado por la corriente de campo, corriente de armadura y por el calentamiento en el doblez de los enrollamientos que gráficamente es llamado curva de capacidad de las máquinas síncronas. Generadores síncronos normalmente son equipados con Reguladores Automáticos de Tensión (AVR en inglés del *Automatic Voltage Regulator*) que automáticamente ajustan la excitación de forma a controlar la tensión terminal

*Líneas de Transmisión*, dependiendo de la corriente de la carga, absorbe o genera potencia reactiva. Si las cargas son inferiores a la impedancia natural (“surge impedance load”), las líneas producen potencia reactiva, si las cargas son mayores que la impedancia natural las líneas absorben potencia reactiva.

*Cables subterráneos*, debido a su alta capacitancia, tiene elevada impedancia natural. Siempre son menores que la impedancia natural y generan potencia reactiva bajo cualquier condición de operación.

*Transformadores*, siempre absorben potencia reactiva independientemente de la carga; sin carga, la reactancia shunt de magnetización tiene un efecto predominante; y con 100% de carga la inductancia serie de dispersión tiene un efecto predominante.

*Cargas*, normalmente absorben potencia reactiva. Una barra típica de carga alimentada por un sistema de potencia es compuesta por un gran número de aparatos. La variación de la composición de las cargas depende del día, estación y otras condiciones. La composición característica es normalmente tal que una barra de carga absorbe potencia reactiva. Tanto la potencia reactiva como la potencia activa de las cargas compuestas varían como una función de la magnitud de la tensión. Cargas con bajo factor de potencia y en atraso (inductivas) producen excesivas caídas de tensión en las líneas de transmisión y son antieconómicamente suministrados. Los consumidores industriales son cobrados tanto por la potencia activa como por la potencia reactiva lo que los incentiva a mejorar el factor de potencia usando capacitores shunt.

*Aparatos de Compensación*: son usados para absorber o suministrar potencia reactiva y de ese modo controlar el balance de la potencia reactiva de la manera deseada.

### 2.3 Métodos de Control de Tensión:

El control del perfil de tensión es realizado por el control de la generación, absorción y flujo de potencia reactiva en todos los niveles en el sistema (generación, transmisión y distribución). Las unidades generadoras proveen los medios básicos de

control de tensión. El AVR controla la excitación del campo manteniendo las tensiones terminales de los generadores, dentro de niveles especificados. Medios adicionales son usualmente requeridos para el control de tensión en todo el sistema. Los equipamientos usados para este propósito pueden ser clasificados de la siguiente manera:

- a) Fuentes o reservas de potencia reactiva, tal como capacitores shunt, reactores shunt, condensadores shunt y compensadores estáticos (SVC).
- b) Compensadores reactancia de línea, tal como capacitores serie.
- c) Transformadores reguladores, tal como los transformadores con variación de tap, automática o manual.

Capacitores y reactores shunt, y capacitores serie proveen compensación *pasiva*. Los cuales pueden estar conectados permanentemente o conectados cuando sea necesario, en el sistema de transmisión y distribución. Contribuyen en el control de tensión por la modificación de las características de la red.

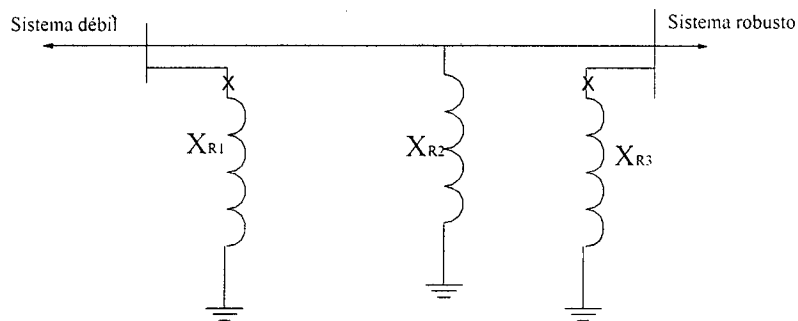
Compensadores síncronos y SVC proveen compensación *reactiva*; La potencia reactiva consumida o generada por ellos es automáticamente ajustadas para mantener la tensión en las barras donde están ligadas. Junto con los generadores establece tensiones en puntos especificados en el sistema. La tensión en los otros puntos del sistema son determinados por el flujo de potencia activa y reactiva directamente de varios elementos del circuito, incluyendo aparatos de compensación pasivas.

### **2.3.1 Reactores Shunt:**

Los reactores shunt son usados para compensar los efectos de capacitancia de línea, particularmente para limitar el pico de tensión en la apertura de circuito o alivio de carga.

Son usualmente requeridos en EHV para líneas largas mayores a 200 km. Líneas cortas también pueden requerir reactores shunt si la línea es alimentado por un sistema débil (baja capacidad de corto -circuito).

Un reactor shunt de suficiente tamaño puede ser conectado permanentemente en la línea para limitar sobretensiones temporales a frecuencia - fundamental hasta 1.5 pu para una duración menor a 1 segundo. De esta manera los reactores conectados en la línea sirven también para limitar la energización de sobretensión (transitorios de cierre). Adicionalmente los reactores shunt para mantener una tensión normal bajo condiciones de alivio de carga pueden ser conectado en la barra EHV como se muestra en la figura 2-1 o al terciario de los transformadores adyacentes como se muestra en la figura 2-2. Durante severas condiciones de carga algunos de los reactores pueden ser desconectados. Esto es obtenido por cierre de los reactores usando interruptores.

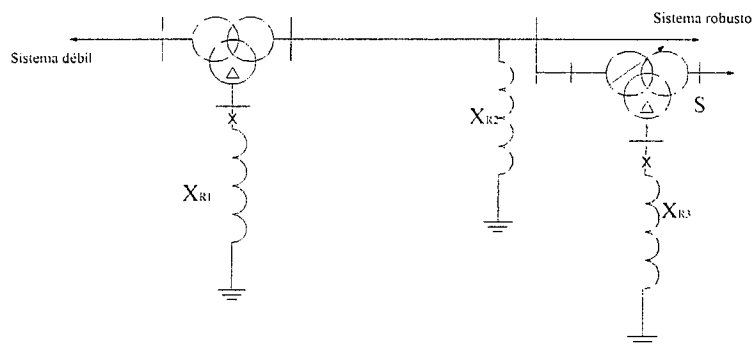


**Figura 2-1 Reactores ligados en la línea y en las barras**

Donde :

*XR1* - Reactor conectado permanentemente en la línea

*XR2, XR3* - Reactor con conexión por interruptor



**Figura 2-2 Reactores ligados a la línea y en los transformadores**

Donde:

*XR1* - Reactor ligado permanentemente en la línea

*XR2, XR3* - Reactor con conexión al terciario del transformador

Para líneas cortas alimentadas por grandes sistemas, puede no haber la necesidad de tener un reactor conectado en la línea permanentemente. En tales casos, todos los reactores usados pueden ser conectados por cierre del interruptor al terciario del transformador o en la barras EHV. En algunas aplicaciones, reactores con control de tensión con variación de tap puede ser usado, como muestra la figura 2-3, permitiendo la variación del valor de la reactancia.

Los reactores shunt son similares en construcción a los transformadores, pero solo tienen un enrollamiento (por fase) en un núcleo de hierro con entrehierro e inmerso en aceite. Este puede ser fabricado de una fase (monofásica) o tres fases (trifásica).



**Figura 2-3 Reactor shunt regulable (con taps)**

### **2.3.2 Capacitores Shunt:**

Los capacitores shunt suministran potencia reactiva y auxilian tensiones locales. Son usados en todas partes del sistema y son aplicados en una gran rango de tamaños.



Capacitores shunt se usaron por primera vez al inicio del siglo para corregir el factor de potencia. Hoy en día constituyen una fuente económica atrayente para generación de potencia reactiva. La gran ventaja de los bancos de capacitores es su bajo costo y su facilidad de instalación y operación. La gran desventaja es que la capacidad de generación de potencia reactiva es proporcional al cuadrado de la tensión. Consecuentemente, cuanto más se les necesita, menos tienen para dar.

### 2.3.2.1 Aplicación a sistemas de transmisión:

Los capacitores shunt son usados para compensar las pérdidas  $XI^2$  en sistemas de transmisión y asegurar un satisfactorio perfil de tensión durante severas condiciones de carga. Bancos de capacitores de apropiado tamaño son conectados directamente en las barras de alta tensión o al terciario del transformador, como muestra la figura 2-4.

Estos pueden ser conectados automáticamente, por un relé de tensión, o manualmente. La conexión de banco de capacitores provee un conveniente medio de control de tensión en sistemas de transmisión. Son normalmente distribuidos en toda parte del sistema de transmisión para minimizar las pérdidas y las caídas de tensión. Estudios detallados de flujo de potencia son realizados para determinar el tamaño y la localización del banco de capacitores .

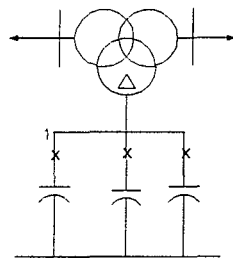


Fig. 2-4 (a) Banco de capacitores conectados al tercer enrollamiento

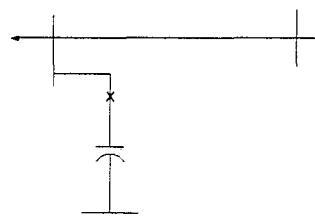


Fig. 2-4 (a) Banco de capacitores EAT

**Figura 2-4 Banco de Capacitores en Paralelo**

### 2.3.3 Capacitores serie:

Los capacitores serie son conectados en serie con los conductores de la línea, usado para compensar la reactancia inductiva de la línea. Esto reduce la transferencia de reactancia entre las barras que están conectadas con la línea, aumentando la potencia máxima que puede ser transmitida, y reduce las pérdidas efectivas de potencia reactiva ( $XI^2$ ).

### 2.3.4 Compensadores síncronos:

Un compensador síncrono es una máquina síncrona girando sin motor primo o sin una carga mecánica. Por control de excitación del campo, puede absorber o suministrar potencia reactiva. Con un regulador de tensión, se puede ajustar automáticamente la caída de potencia reactiva para mantener constante la tensión terminal. Consume una pequeña cantidad de potencia activa del sistema para suplir sus pérdidas.

Compensadores síncronos vienen siendo usados desde los años 1930s para control de tensión- potencia reactiva a niveles de transmisión y subtransmisión. Los que son, muchas veces, conectados al terciario de los transformadores. Los que pueden ser considerados dentro de los llamados *compensadores activos shunt*. Debido a su alto costo de compra y operación, pueden ser, sin ningún problema, substituidos por compensadores estáticos. Existen muchos compensadores síncronos viejos en operación, y sirven como una excelente forma de controlar tensión y potencia reactiva.

Los CS tienen varias ventajas sobre los compensadores estáticos. Los compensadores contribuyen en la capacidad de cortocircuito. Su producción de potencia reactiva no es afectada por la tensión del sistema. Durante oscilaciones de potencia (oscilaciones electromecánicas), existe un intercambio de energía cinética entre un CS y el sistema de potencia. Durante esa oscilación de potencia, un CS puede suministrar una gran cantidad de potencia reactiva, tal vez dos veces su capacidad nominal. Pueden sufrir una sobrecarga de 10 a 20% por 30 minutos. Al contrario de otras formas de compensación shunt, tiene una fuente de interna de tensión y es capaz de lidiar mejor en condiciones bajo perfil de tensión.

Algunas turbinas de combustión, unidades de horas punta, pueden ser operadas como CS si fuese necesario. Cada unidad muchas veces es equipada con embragues que pueden ser usadas para desligar la turbina del generador cuando la potencia reactiva suministrada no es requerida.

### **2.3.5 Sistemas de Compensadores Estáticos ( static var systems-svs):**

#### **2.3.5.1 Terminología:**

Los compensadores estáticos (SVCs), están compuestos por un generador var estático (SVG) o un aparato consumidor y un apropiado dispositivo de control. las salidas son variadas de manera a controlar los parámetros específicos del sistema eléctrico de potencia, El término “estático” es usado para indicar que los SVCs, al contrario de los compensadores síncronos, no tiene movimiento o rotación de sus componentes.

Un sistema var estático (SVS) es un conjunto de SVCs y capacitores (MSCs) o reactores (MSRs) con conexión mecánica por interruptor, donde las salidas son coordinadas.

#### **2.3.5.2 Tipos de SVC:**

Los siguientes son los tipos básicos de elementos de control de potencia reactiva que constituyen todo o parte de un sistema var estático(SVS):

- Reactor saturado (SR)
- Reactor controlado por Tiristor (TSC)
- Capacitor conectado por tiristor (TSC)
- Reactor suichado por tiristor (TSR)

- Transformador controlado por tiristor (TCT)

Un número de diferentes configuraciones de SVC constituidos por una combinación de uno o más tipos básicos de SVC y un banco de capacitores fijo (capacitores no conectados vía control local automático) pueden ser usados para compensación de un sistema de transmisión.

### 2.3.5.3 Desempeño a Frecuencia fundamental de un SVS

#### 2.3.5.3.1 Características de un SVC ideal:

Desde el punto de vista de operación de un sistema de potencia, un SVS es equivalente a un capacitor shunt y un reactor shunt, del cual las dos pueden ser ajustados para el control de potencia reactiva en la barra (o en la barra vecina) de la manera indicada.

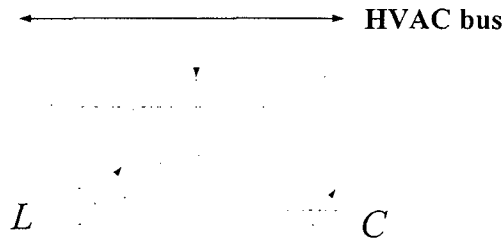


Figura 2-5 *Sistema Var Estático Ideal*

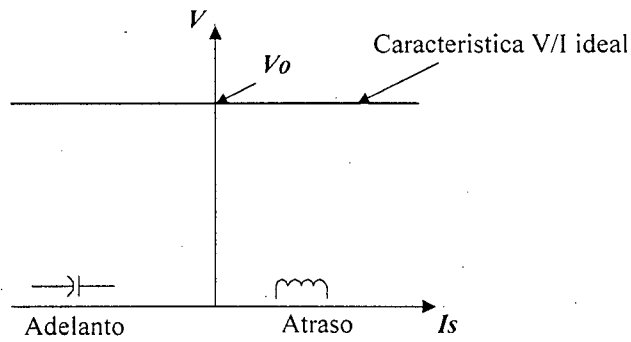


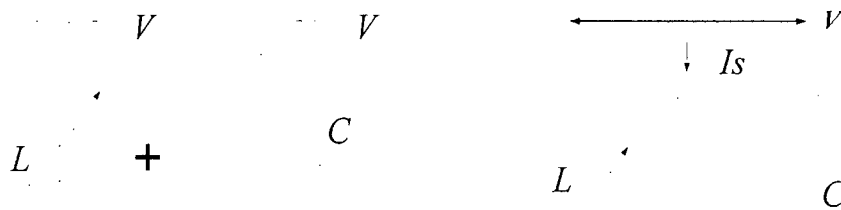
Figura 2-6 Caraterísticas de un Compensador Ideal

### 2.3.5.3.2 Caraterísticas de un svS real:

En éste caso consideramos un SVS compuesto de un reactor controlable y un capacitor fijo.

Las características resultantes son suficientemente generales y son aplicables a una variedad de configuraciones prácticas de SVS .

La figura ilustra la derivación de las características de un SVS que está constituido por un reactor controlable y un capacitor fijo. La característica compuesta es la resultante de la suma de las características individuales de los componentes. Las características mostradas en la Figura 2.7 (a) son representativas de las características de un reactor controlable real.



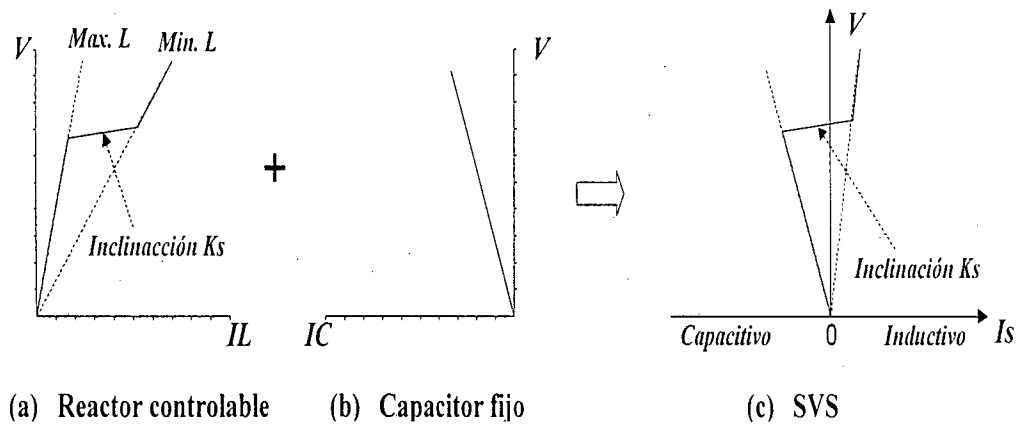


Figura 2-7 Características de un SVS Compuesto

### 2.3.5.3.3 Aplicación de Compensadores Var Estáticos:

Desde las primeras aplicaciones en los años 1970s, el uso de los SVCs en sistemas de transmisión fue creciendo (incrementando) sin parar. En virtud de la habilidad de proveer controles continuos y rápidos de potencia reactiva y tensión. Los SVCs pueden mejorar severos aspectos del desempeño de sistemas de transmisión. Las aplicaciones son las siguientes :

- Control de sobretensiones temporales (potencia -frecuencia)
- Prevención de colapso de tensión
- Mejora de la estabilidad transitoria
- Mejora en el amortiguamiento de oscilaciones de sistemas

En los niveles de sub-transmisión y distribución, los SVCs son usados para balancear las tres fases del sistema, inyecta reactivos corrigiendo el desbalance de cargas. Son también usados para minimizar las fluctuaciones en fuentes de tensión causadas por las cargas de impacto-repetitivo tales como cargas de línea de arrastre (dragline loads) de plantas mineras, molinos, y hornos de arco.

Los hornos de arco son un caso especial de cargas de impacto. Ocasionan fluctuaciones de tensión con frecuencias randómicas variando entre 2 y 10 Hz. Esto resulta en vibraciones de lámparas de filamentos (incandescentes), en las cargas de las áreas vecinas. Algunos equipos electrónicos y televisores también pueden ser afectados. El termino “voltage flicker” es usado para describir las fluctuaciones rápidas en la tensión. Para minimizar los efectos adversos en las cargas de las áreas vecinas, las fluctuaciones deben ser protegidas bajo un aceptable nivel mínimo (típicamente 0.3 %). Los SVCs proveen un medio efectivo y económico de eliminar los problemas de “voltage flicker” y fue muy usado para tales aplicaciones desde los años 1970s.

## **2.4 Principios de Compensación en Sistemas de Transmisión**

Una aplicación bien planeada y coordinada de éstos aparatos es esencial para un proyecto económico y operación de un sistema confiable. La compensación reactiva afecta el estado constante (steady-state) así como el desempeño dinámico del sistema. Estudio detallado del flujo de potencia y estabilidad son requeridos para establecer esquemas apropiados de compensación. Además de simulaciones detalladas, entender los principios de compensación reactiva en sistemas de transmisión es valioso para la selección y aplicación de los aparatos de compensación. En éste caso hacemos una rápida revisión de éstos principios porque consideramos diferentes formas de compensación que afectan el desempeño de una línea de transmisión.

Consideramos primero el caso ideal de compensación uniformemente distribuida, debido a que tiene una relación simple que nos ayudan entender la naturaleza de cada tipo de compensación. Mientras tanto consideramos configuraciones específicas de una de las partes o una compensación concentrada para ser comparados con el caso ideal.

## CAPITULO III

### 3. CONTROL SECUNDARIO DE TENSION

El fenómeno de inestabilidad de tensión de largo plazo en sistemas de energía eléctrica ha sido, últimamente, objeto de gran interés por parte de las concesionarias. Una forma de mejorar el desempeño del sistema en ese aspecto, es por la implementación de esquemas de control coordinado de generación reactiva y perfil de tensión.

Ante la evolución de las redes y condiciones de operación, una mejor administración del perfil de tensión y potencia reactiva es esencial para optimizar la seguridad del sistema de transmisión de energía eléctrica y el uso de las fuentes de reactivos.

Conforme se presentó en el capítulo I, el esquema de control coordinado de tensión en un sistema eléctrico, es subdividido en tres niveles jerárquicos, los cuales son el control primario, el control secundario y el control terciario. Esta división en tres niveles es una propuesta de los franceses [2] que fue seguida por los italianos [3]. Los niveles jerárquicos son definidos según sus constantes de tiempo de actuación. El control primario, es en orden de magnitud, más rápido que el control secundario, el cual a su vez es más rápido que el control terciario.

La Figura 3-1, muestra la estructura jerárquica del CAT, considerando las áreas geográficas y constantes de tiempo. La Figura 3-2 muestra el diagrama esquemático de los tres niveles jerárquicos del CAT.



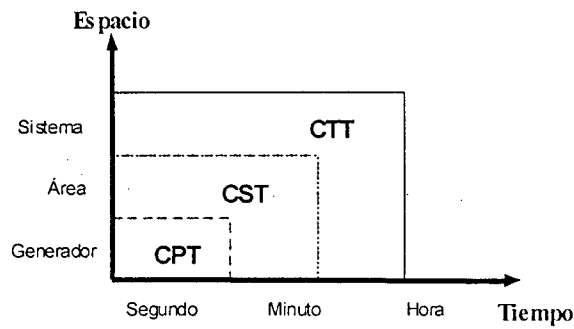


Figura 3-1 Niveles jerárquicos de un control coordinado de tensión

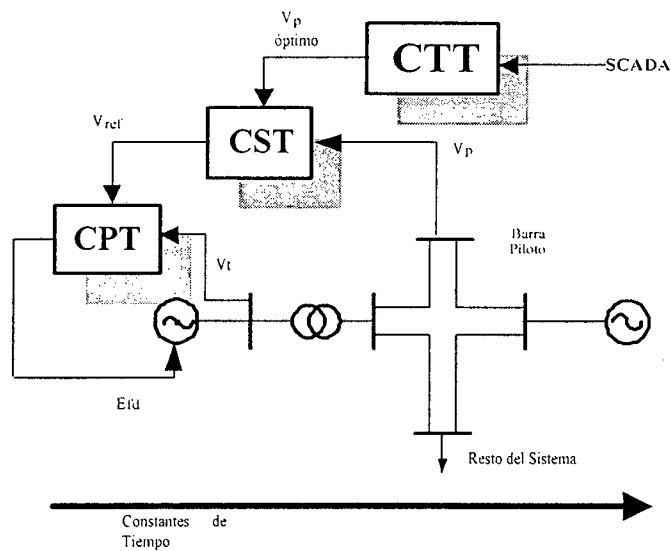


Figura 3-2 Diagrama esquemático del CAT

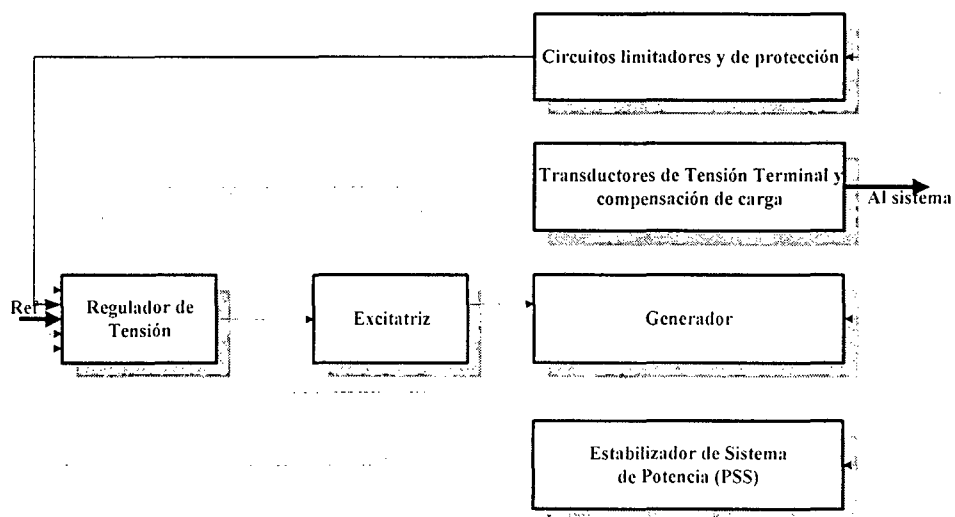
Las variaciones rápidas y rándómicas de tensión son reguladas por el *control primario* o local y por la acción automática de los AVR de los generadores (nivel local), en un dominio de tiempo de algunos segundos. Las variaciones más lentas son reguladas por el *control secundario* (nivel regional), en un dominio de tiempo de algunos minutos, y por el

*control terciario* (nivel nacional) en un dominio de tiempo que debe variar entre 15 minutos y 1 hora, según los europeos.

El *control primario* es realizado por los reguladores automáticos de tensión (AVRs) de máquinas síncronas (incluyendo los compensadores síncronos y otros aparatos de compensación), que operan a través de las unidades de control de la tensión de sistemas de excitación (con una escala de tiempo larga) y por los reguladores automáticos de tensión de transformadores con variación de taps bajo carga (ULTC). El control primario actúa para compensar pequeñas variaciones de tensión y disturbios en la demanda de reactivos para así mantener un perfil constante de la tensión según la referencia local

- **Sistema de Excitación:**

La función básica del sistema de excitación es suministrar corriente continua para el circuito de campo de una máquina síncrona. Adicionalmente el sistema tiene funciones de control y protección esenciales para el desempeño satisfactorio en un sistema de potencia. La función de control se refiere al control de tensión y del flujo de potencia reactiva, y la mejora de estabilidad de tensión. La función de protección garantiza que las capacidades límites de la máquina síncrona, sistemas de excitación y otros equipos no sean superadas.



### **Figura 3- 3 Diagrama de bloques funcional de un sistema de excitación**

La figura 3-3 muestra un diagrama de bloques funcional de un sistema de excitación típico. La excitatriz provee el campo de la máquina síncrona con potencia en corriente continua. El regulador de tensión procesa y amplifica las señales de control de entrada a un nivel y forma apropiados para el control de la excitatriz, incluyendo tanto las funciones de regulación como las de estabilización. En el bloque transductor de tensión terminal y compensación de carga, es medida, rectificadora y filtrada la magnitud de corriente continua, la tensión terminal del generador, compensándose la carga cuando se desea mantener la tensión constante en un punto eléctricamente remoto del terminal de la máquina. El bloque PSS es para proveer señales adicionales (como desvíos de velocidad, potencia acelerante y desvío de frecuencia) al regulador de tensión para amortiguar las oscilaciones. Los circuitos limitadores y de protección incluyen funciones de control y protección tales como limitadores de corriente de campo, limitador de tensión terminal, etc, y sirven para evitar que las capacidades límites de la excitatriz y del generador sean superadas.

### **Figura 3- 4 Sistema de control de excitación y control por realimentación**

En la figura 3-3 observamos la representación del sistema de control de excitación, mostrado en la figura 3-2, una forma clásica de descripción en un sistema de control con realimentación. Cuando el sistema alcanza un punto de equilibrio la señal de realimentación  $V_c$  que proviene de los transductores de tensión terminal siendo por tanto, una señal constante y proporcional a la tensión terminal de la máquina  $V_t$ . La señal de referencia  $V_{ref}$  es también una señal constante, como la tensión  $E_{fd}$  (tensión proporcional a la corriente de campo) para un cierto punto de equilibrio.

El control primario es totalmente automático pero inadecuado para tratar variaciones de niveles de tensión o cambios estructurales del sistema. En tales situaciones los operadores deben modificar los *valores de las referencias* de los AVR's para que sea alcanzado un perfil satisfactorio de las tensiones en la nueva configuración del sistema. Tal acción puede ser visto como un control secundario de tensión. Estas acciones que en muchos sistemas son hechas manualmente por los operadores, son realizadas en partes del sistema, caracterizándose como un control regional. La coordinación global de los controles secundarios regionales para satisfacer un determinado criterio de operación global del sistema representa el control terciario de tensión.

*Control secundario de tensión*, introducido recientemente por los franceses, se obtiene al dividir el sistema en áreas y barras piloto.

La función básica del CST es la de coordinar la acción de control de los diferentes unidades generadoras a través de sus sistemas de excitación, banco de condensadores e inductores, compensadores estáticos o síncronos, transformadores con variación de tap bajo carga, a nivel regional.

La operación del CST está basada en la regulación de tensión de una o mas barras del sistema, ésta barra es denominada **barra piloto**. La barra piloto debe ser escogida de forma que el valor de su tensión represente el perfil de tensión del área de control donde se encuentra localizada. Cuando la tensión en la barra piloto se desvía del valor regulado el error de tensión debe ser transmitido a los diversos equipamientos que se encuentran en el CST, para que la debida acción de control sea efectuada de forma a cerrar el desvío de tensión.

Existen en la literatura técnicas sobre el asunto, algunos métodos para determinar sistemáticamente las áreas de control y de las barras piloto. Uno de esos métodos está basado en el concepto de la distancia eléctrica, usado por los franceses[6]. El uso de éste método asociado a un algoritmo de análisis topológico constituye un método para identificación de las áreas.

El propósito del *control terciario de tensión* es la de determinar un perfil óptimo de tensiones de la red, y/o de coordinar la acción de los controladores secundarios conforme a criterios de seguridad y economía.

Esta tesis sigue la propuesta de división del control coordinado de tensión en los tres niveles jerárquicos, pero concentrando sus esfuerzos, en los estudios del *Control Secundario de Tensión (CST)*.

El perfil de tensiones de un sistema de potencia es el resultado del desempeño de la acción de los equipamientos de control de tensión (unidades generadoras, transformadores con taps variables, bancos de condensadores y compensadores síncronos y/o estáticos) durante las variaciones de la carga. Caídas de tensión en líneas de transmisión y transformadores es debido a la transferencia de potencia reactiva y pérdidas de reactivos. Aunque parece bastante simple administrar y mantener en todo momento la tensión del sistema de potencia dentro de límites aceptables es importante observar que tal situación es solamente posible porque decisiones apropiadas fueron tomadas a nivel de planeamiento de operación, incluyendo proyecto y ajuste de sistemas de control, inversiones en medios de compensación de potencia reactiva, análisis de fallas y optimización de los recursos existentes.

Para alcanzar un mejor control de tensión en un sistema eléctrico, diversos recursos son usados. Generadores son equipados con reguladores automáticos de tensión (AVRs) para poder controlar las variaciones bruscas y aleatorias de la tensión causadas por las fluctuaciones naturales de carga o por fallas. Equipos como banco de capacitores, banco de reactores, transformadores con taps bajo carga, también son instalados en la red para el control de tensión.

### **3.1 Principios Básicos de Implementación de CST**

La figura 3-3 muestra un esquema básico de implementación del CST. En primer lugar es necesario subdividir el sistema en áreas de control. En cada área se debe definir por lo menos una barra piloto, que tendrá su tensión regulada en valores especificados por el operador o por el nivel terciario de control.

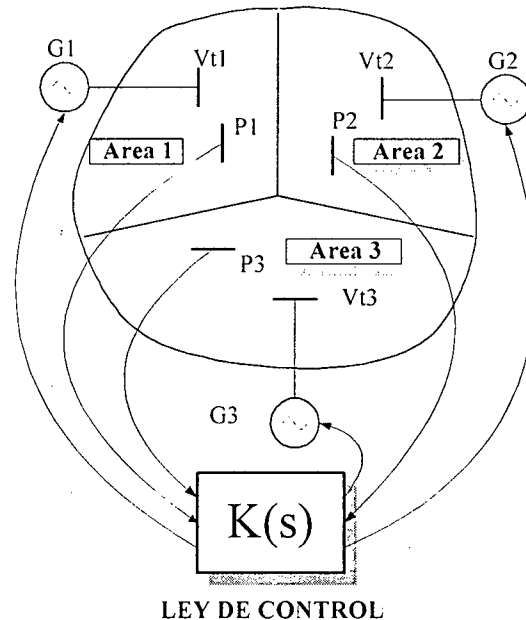


Figura 3-5 Principios Básicos de un Control Secundario de Tensión

Las señales de las tensiones de las barras piloto son transmitidos para un control centralizado por ejemplo, controladores de tipo *PI* que envían a su vez, señales de control para los equipos (generadores, banco de capacitores, etc) que están en el CST. Básicamente las señales de control son enviados modificar la tensión de referencia de los reguladores de tensión.

Considerando el CST es formado por controladores *PI* el ajuste de las ganancias de los controladores posibilita una coordinación entre los diversos controladores. En algunas situaciones el ajuste de éstas ganancias puede ser crucial en el desempeño del sistema de control. La definición de las ganancias de los *PIs* determina la repartición de potencia reactiva entre los equipos que están en el CST.

La figura 3-4 muestra mas detalladamente el esquema del CST, donde también puede ser observado el CPT y como es realizado el control.

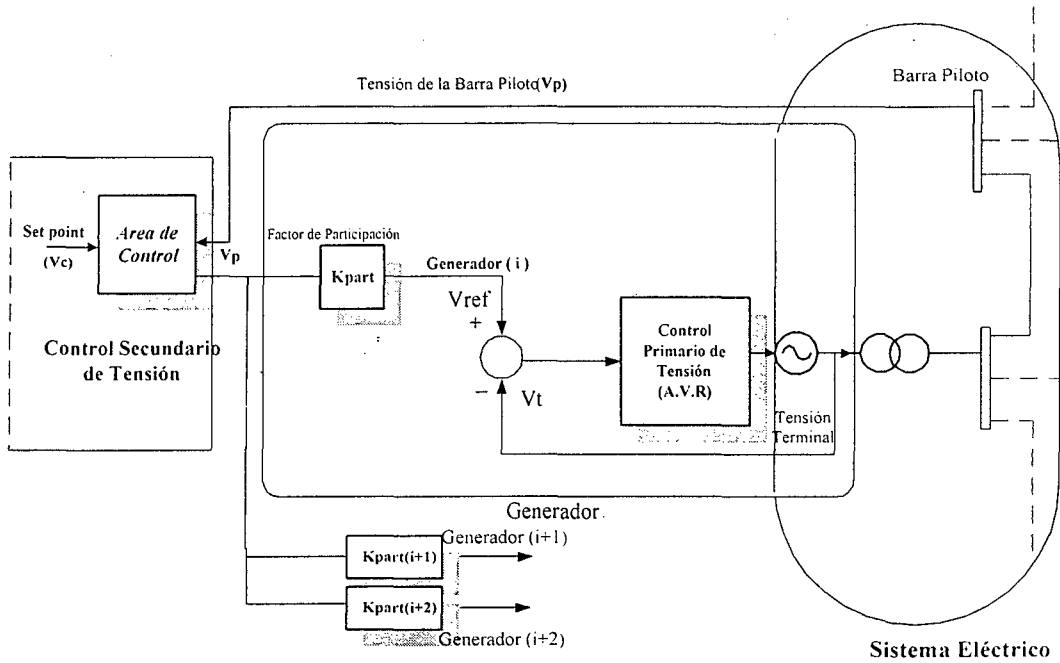


Figura 3-6 *Mallas de Control Primaria y Secundaria*

Una señal de control (C.S.T) proviene de la diferencia entre la tensión medida de la barra piloto  $V_p$  y el valor de referencia  $V_c$  (que puede ser determinado por el control terciario de tensión), usando una ley proporcional integral (PI). La señal de control es procesada en un microcomputador dedicado que está localizado en el centro de control regional. Este es entonces transmitido para cada unidad de control, para ser usado como una entrada de un lazo de control secundario (lazo de potencia reactiva) que modifica el valor de la referencia de los AVR. En el caso de que  $n$  unidades generadoras de una misma central estuvieran en el CST, se puede llevar en cuenta un factor de participación  $K_{part}$  entre las unidades.

Este control intermediario, realizado a través de un lazo de potencia reactiva, provee una simple coordinación de salida de potencia reactiva de los diferentes generadores controladores.

### **3.2 Selección de la Barra Piloto**

El criterio principal de selección de una barra piloto en una área de control del CST es que el valor de su tensión sea representativo del perfil de tensión de las barras de su área.

### **3.3 División de las Áreas de Control**

En cuanto a la división de las áreas de control, existen tentativas de hacerlas de forma automática[6], donde son usados conceptos de “distancia eléctrica”, teoría de la información, controlabilidad y observabilidad estructurales o de forma empírica. Pero, como una primera tentativa de definirse las áreas de control, se sugiere que se utilicen las áreas de control ya definidas en cualquier sistema eléctrico existente.

Los criterios descritos abajo deben ser observados en la definición de las áreas de control:

1. Existencia de una reserva suficiente de potencia reactiva en el área de control que sea capaz de efectuar las variaciones deseadas en el perfil de tensión del área;
2. Débil acoplamiento entre las áreas de control, de tal forma que las acciones de control de una área sean poco influenciadas por las acciones de control de otras áreas.

### **3.4 Selección de los equipos que participan del CST**

Este es un asunto en el que parece aún no haber consenso en la literatura abordada, es decir, varía de sistema en sistema. En una reciente discusión del artículo[3], Carson Taylor (Bonneville Power Administration, USA) pregunta si los bancos de capacitores existentes en el sistema francés participarían del CST. En respuesta, los autores dicen que en el sistema francés, la compensación de potencia reactiva es dividida en algunos pasos.



que son descritos a continuación:

En el sistema de Media Tensión, más próximos a las cargas, la compensación es hecha con los bancos de capacitores. Ya que en el sistema de EAT la compensación es hecha casi exclusivamente por los generadores. Entre tanto en las regiones remotas de los centros generadores, un número significativo de capacitores es utilizado.

Los franceses enfatizan la desventaja de considerar los equipos de control discreto, como es caso de los LTC's y de los bancos de capacitores. La variación de forma abrupta en el punto de operación puede causar sobretensiones transitorias que desagradan a consumidores industriales. Esta es la razón por la cual los franceses priorizan el control por medio de los generadores.

Esta discusión nos hace pensar que los equipos FACTS controlados a tiristores y que puedan ser utilizados en el control de tensión podrán tener un papel fundamental en el CST, pues estos tienen la capacidad de variación continua dentro de ciertos rangos de operación.

Para determinar cuales son los aparatos que van a participar en el control de la tensión de la barra piloto, sean generadores, transformadores, capacitores o reactores, es recomendable hacer un análisis de sensibilidad, es decir, que los elementos más sensibles a las variaciones de tensión en las barras piloto son los más indicados para participar en el CST.

### **3.5 Beneficios de una Coordinación de Potencia Reactiva**

Algunos de los beneficios que podemos destacar debido a una implementación de un control coordinado de la potencia reactiva, son:

- Economía con la reducción de las pérdidas del sistema;
- Mejora del perfil de tensión;

- Mejora en el control de la tensión– una estrategia de control global comparada con una estrategia local tiene la ventaja de proporcionar un grado de controlabilidad mayor sobre las variables del sistema. Entretanto, inversiones en equipamientos de comunicación y medición son necesarios para que ésta ventaja pueda ser aprovechada;
- Mejora en la seguridad del sistema – el nivel de seguridad del sistema aumenta con un mejor uso de las fuentes de potencia reactiva;
- Aumento de la capacidad de transmisión disponible – la disminución de sobrecarga de los equipos de transmisión debido a la reducción del flujo de potencia reactiva, permite el aumento de transmisión de potencia activa. Los aumentos de transmisión de potencia activa son muy atractivos económicamente;
- Mejora de la operación del sistema – una estrategia de suministro de potencia reactiva puede ofrecer a los operadores del sistema un mejor control sobre flujos de potencia reactiva, niveles de reserva y perfil de tensión.

### **3.6 Necesidad e Importancia del Control de Tensión**

La evolución aproximada de las condiciones de operación de red a nivel de EAT puede ser el resultado de algunas acciones tales como:

- Para garantizar el suministro de energía, las redes son interconectadas y en anillo. Aunque el hecho de poner en anillo la red, sea un factor de seguridad por sí propio, es también una fuente de complejidad con relación al control de tensión de un nivel de carga dado. Una red en anillo puede operar de un manera muy variable en relación a la potencia reactiva, dependiendo de la topología y de la localización de los generadores. Los operadores, por tanto, pueden tener dificultad en percibir los varios fenómenos físicos, y en evaluar la sensibilidad de la red y no efectuando rápidamente acciones convenientes y efectivas.
- El medio ambiente limita la localización de las estaciones de generación de energía situándolas lejos del consumidor y dificultando la construcción de nuevas líneas de transmisión. Estas largas distancias entre los generadores y las barras de carga asociadas

falta al costo de nuevas, hace con que los sistemas de potencia operen próximo a sus límites.

Consecuentemente, el control tensión-potencia reactiva se torna esencial y puede ser en muchos casos un factor crucial. Utilidades eléctricas han sido un factor determinante para mejorar esas capacidades en éste campo en los últimos años. Los principales pasos normalmente seguidos para alcanzar un mejor control del perfil de tensión son: la instalación de nuevos aparatos tales como los capacitores o inductores, transformadores con variación de tap bajo carga (OLTC), reguladores automáticos de tensión(AVR) ; y la introducción de nuevas herramientas en el sistema EMS, como estabilidad de tensión o indicadores de fallas, optimización del flujo de potencia y control automático.

## CAPÍTULO IV

### 4. RESULTADOS EN EL SISTEMA NEW ENGLAND

La Figura 3-5 muestra el diagrama unifilar del sistema New England subdividido en tres áreas. El sistema posee 10 generadores y 39 barras. Cabe resaltar que el generador de la Barra 39 representa un equivalente dinámico de un subsistema.

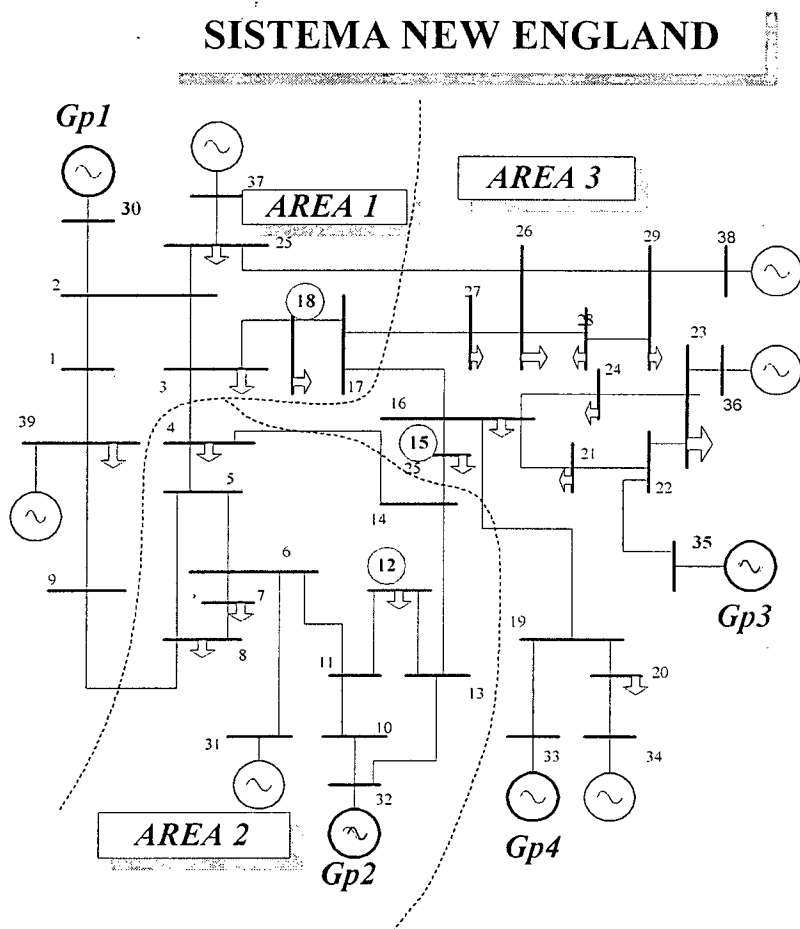


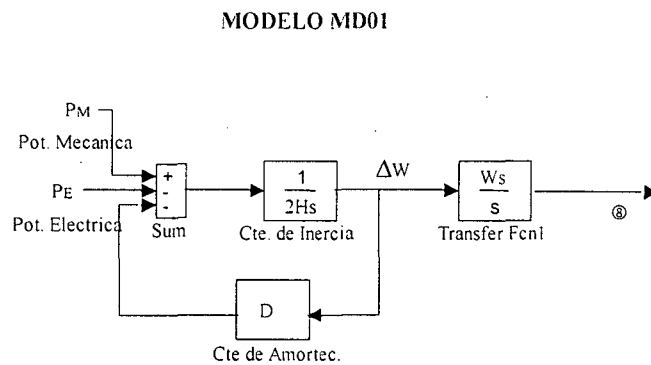
Figura 4-1 Sistema New England con CST usando Generadores

En cada una de las áreas definimos una barra piloto. Las barras piloto son las barras 18, 12, 15 en las áreas 1, 2 y 3 respectivamente. La definición de las barras piloto se basó en el

análisis de flujo de potencia utilizando el programa ANARADE de CEPTEL. Fueron escogidas las barras que tenían problemas de tensión en cada área. La definición de las áreas fue en forma casi empírica

#### 4.1 Control Secundario de Tensión usando Generadores

El modelo usado para a barra 39 es de una barra infinita MD01[10] mostrado en la Figura 4-2 , el generador de la barra 30 tiene el modelo MD02[10], los otros generadores tiene el modelo MD03[10].



**Figura 4-2 Modelo Clásico de Generador**

Determinamos los generadores que son mas sensibles a las variaciones de tensión en las barras piloto a través del cálculo de sensibilidad disponible en el programa ANAREDE. Uno de nuestros objetivos del CST es aumentar o disminuir la generación de potencia reactiva en los generadores de forma a regular la tensión especificada en las barras piloto.

La Figura 4-3 muestra el modelo de los reguladores de tensión que fueron utilizados en las simulaciones realizadas con el programa ANATEM de CEPTEL.

MODELO DE REGULADOR DE TENSION (AVR)

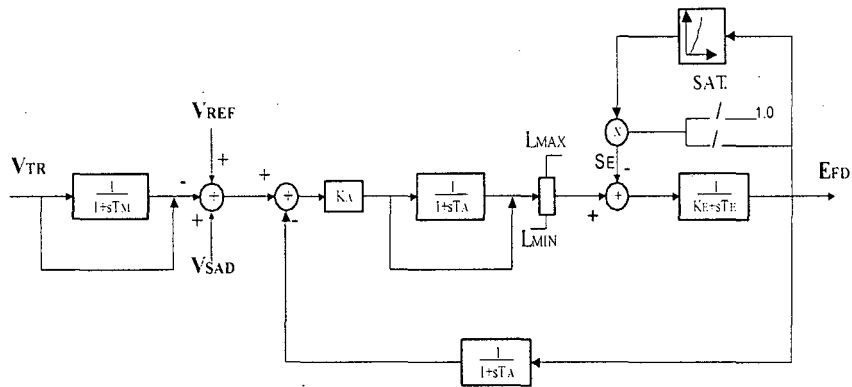


Figura 4-3 Modelo de Regulador de Tensión

La Figura 4-4 muestra el esquema de conexión del CST con los AVR de los generadores.

CONTROL SECUNDARIO DE TENSION

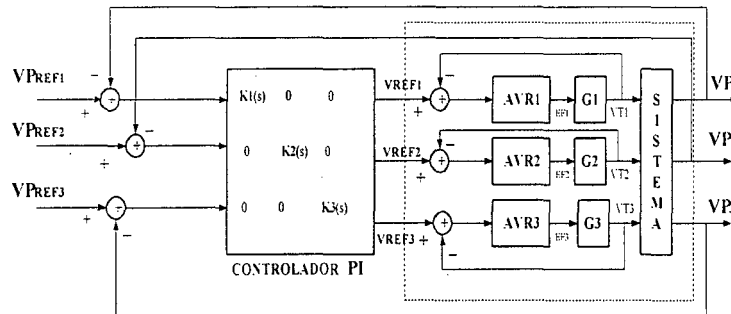


Figura 4-4 Diagrama del CST

Cada uno de los controladores  $K(s)$  de la figura 4-4, representa un controlador PI, los valores de  $K_p$  y  $K_i$  que fueron utilizados son mostrados en la Tabla 4-1.

**Tabla 4-1: Valores de las constantes proporcional e integral**

	<b>CONTROLADOR 1 (GENERADOR 30)</b>	<b>CONTROLADOR 2 (GENERADOR 32)</b>	<b>CONTROLADOR 3 (GENERADOR 35)</b>
<b><math>K_P</math></b>	0,05	0,05	0,05
<b><math>K_I</math></b>	1,10	1,10	1,10

La Tabla 4-1 muestra el porcentaje de corriente e impedancia utilizado en la representación de las cargas activa y reactiva del sistema New England.

**Tabla 4-2 : Modelo de carga utilizado en el sistema New England**

<b>Carga Activa</b>	50% I	50% Z
<b>Carga Reactiva</b>		100 % Z

A seguir mostramos resultados de simulaciones realizadas en el programa ANATEM. Son presentados resultados de la acción del CST en casos de cambios de punto simples en el sistema, y aumento de carga.

#### **4.1.1 Contingencias:**

#### **4.1.2 Variaciones en el Punto de Operación:**

##### **4.1.2.1 Respuestas para una variación de tensión de 2% en la barra 12 y 1% en la barra 15:**

Para observar la respuesta del CST, cambiamos el valor a ser regulado de la tensión en las barras piloto. Tomando como base los valores de las tensiones obtenidas por el programa de flujo de potencia (ANAREDE), queremos que la tensión en la Barra 12 (Área 2) aumente 2%, en la Barra 15 (Área 3) aumente 1% y en la Barra 18 (Área 1) permanezca en mismo valor.

La Figura 4-5 muestra como resultado de la simulación, realizada con ANATEM, las tensiones en las barras piloto.

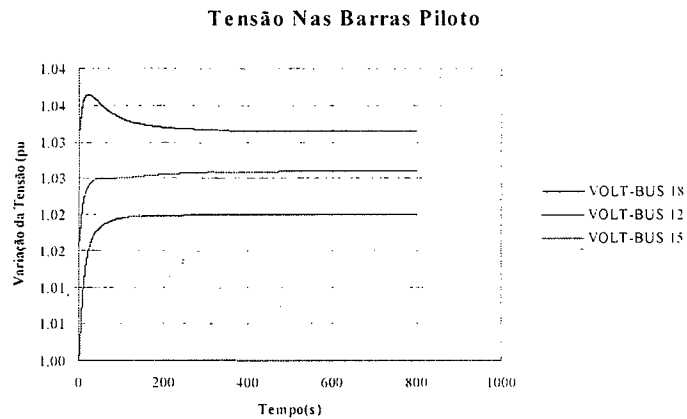


Figura 4-5 Tensiones en las barras piloto

Observe que las tensiones en las tres barras practicamente consiguen alcanzar los valores deseados despues de 200 segundos. El tiempo de respuesta puede ser elevado o reducido ajustandose los valores de las ganancias de los controladores PI.

La Figura 4-6 muestra las tensiones terminales de los generadores que participan en el CST.

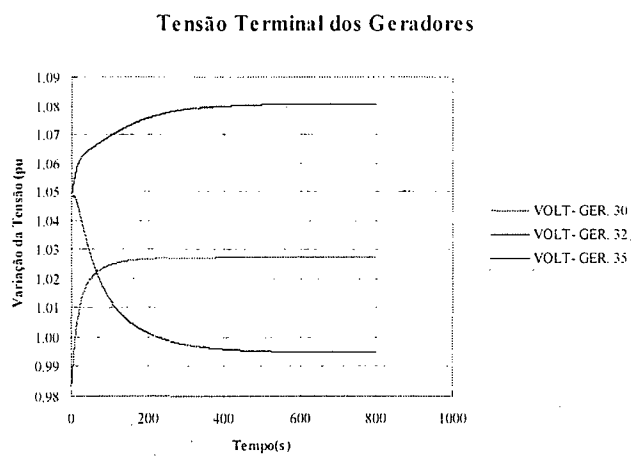


Figura 4-6 Tensiones terminales de los generadores del CST

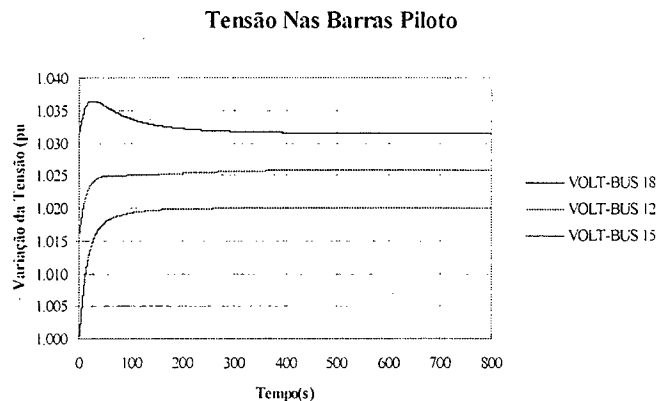


Las tensiones de los generadores 32 y 35, que controlan las barras 12 y 15 respectivamente, aumentan para que las tensiones en las barras piloto alcancen valores especificados. En el caso del generador 30, que controla la barra piloto 18, tiene un comportamiento contrario debido a la necesidad de mantener constante su tensión. El aumento global del perfil de tensión del sistema proveniente de la generación de potencia reactiva de los generadores 32 y 35, hace con que un error negativo de regulación aparezca en el CST de la Área 1. El generador 30 debe entonces, ser desexcitado de forma a mantener constante la tensión de la Barra 18, consecuentemente, su tensión terminal es disminuida.

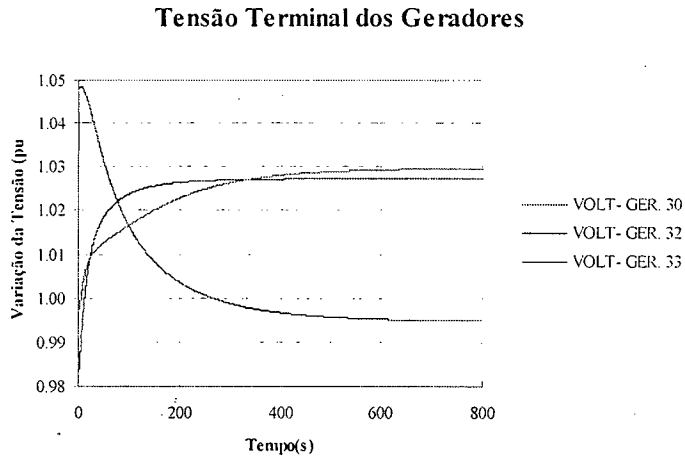
En el del generador 35, tenemos un caso crítico debido a que su tensión terminal, antes de la perturbación, ya posee un perfil elevado (1,05 pu), pero aun tiene reserva de potencia reactiva, con la cual consigue alcanzar el objetivo deseado. Note que el valor de la tensión terminal del generador llega cerca a 1,09 pu.

#### 4.1.2.2 Respuesta de Variación de la Tensión sustituyendo el Generador 35 por el Generador 33:

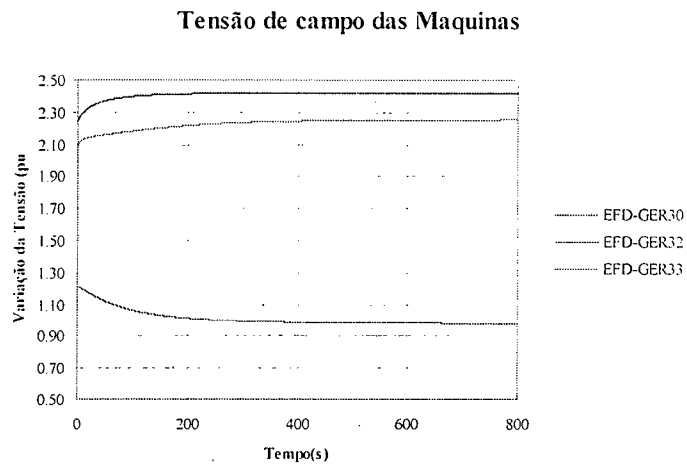
A través de un análisis de sensibilidad (calculada con ANAREDE), se tiene una lista de generadores que tienen mayor sensibilidad con respecto a las variaciones de tensión en las barras piloto. En el caso de la Barra 15, el segundo generador de la lista es el Generador 33. La tensión de este generador es de casi 1,00 pu, entonces escogemos este generador para controlar a tensión en la Barra 15.



**Figura 4-7 Tensões de las barras piloto**



**Figura 4-8 Tensões terminales de los generadores del CST**



**Figura 4-9 Tensões de campo de los generadores del CST**

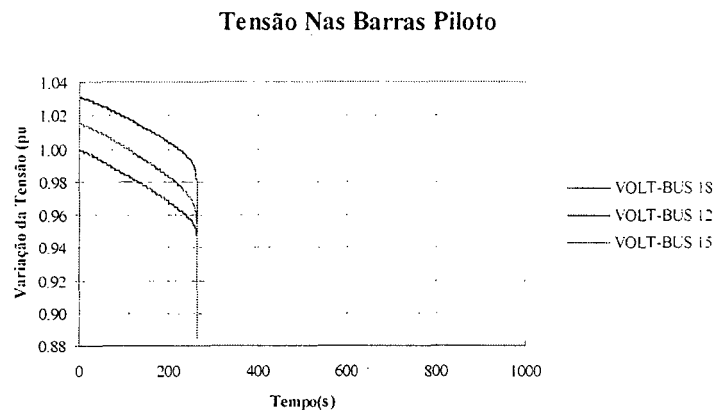
Con el generador 33 en lugar del generador 35, son alcanzados los mismos objetivos. Por lo tanto la tensión terminal del generador 33 es de apenas 1,03 pu, mucho menor que 1,09 pu del generador 35 obtenido en la primera configuración. Esto muestra que en la estructura del CST es preciso averiguar la capacidad de los generadores que participan del CST, pues no siempre los mas sensibles tienen la mayor capacidad.

### 4.1.3 Aumento de carga:

En este caso las tres áreas sufrieron un aumento de carga de 40 %, en relación al caso base de flujo de potencia, durante 1000 segundos. Antes de incrementar la carga en 40%, simulamos pequeños incrementos de carga para los siguientes casos: sin CST, con 3 generadores en el CST, con 4 generadores en el CST, y así sucesivamente, de forma a determinar precisamente el máximo valor de sobrecarga del sistema para diferentes casos. Mostramos las simulaciones para cada caso.

#### 4.1.3.1 Sin CST:

La figura 4-10 muestra las tensiones de las barras piloto, para un aumento gradual global de 40% de carga durante 1000 segundos, sin participación del CST.



**Figura 4-10 Tensiones en las barras piloto (sin CST)**

El sistema se desestabiliza en aproximadamente 266 seg., equivalente a 12% de incremento de carga.

### Tensão Terminal dos Geradores

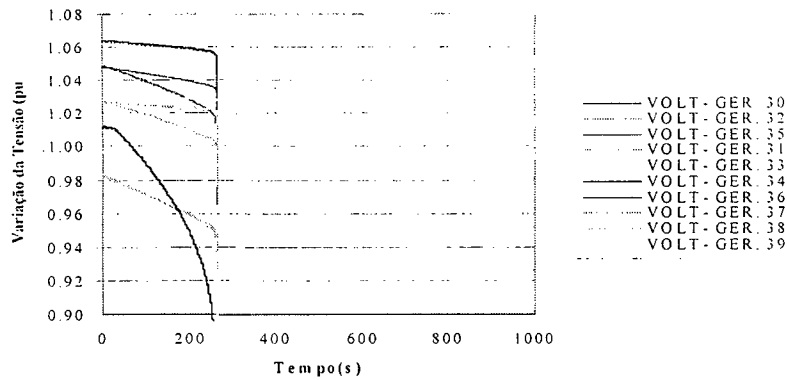


Figura 4-11 Tensões terminales de los generadores (sem CST)

La figura 4-11 muestra las tensiones terminales de todos los generadores del sistema, en el cual observamos que el generador 36 es el generador con perfil de tensión mas elevado (1,065 pu). Note que la tensión terminal del generador 34 se degradada rapidamente. Esta caída de tensión se debe al hecho que en la Barra 20 se tiene la carga mas grande del sistema.

Es importante resaltar que todos los generadores del sistema aun tienen reserva de potencia reactiva que no es aprovechada.

### Tensão de campo das Maquinas

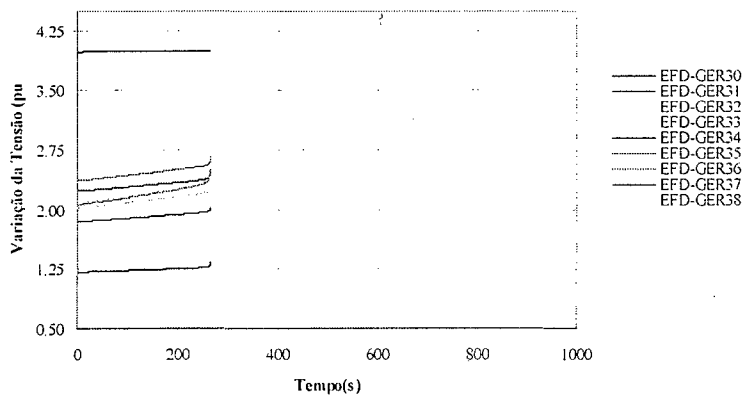


Figura 4-12 Tensões de campo de los generadores (sin CST)

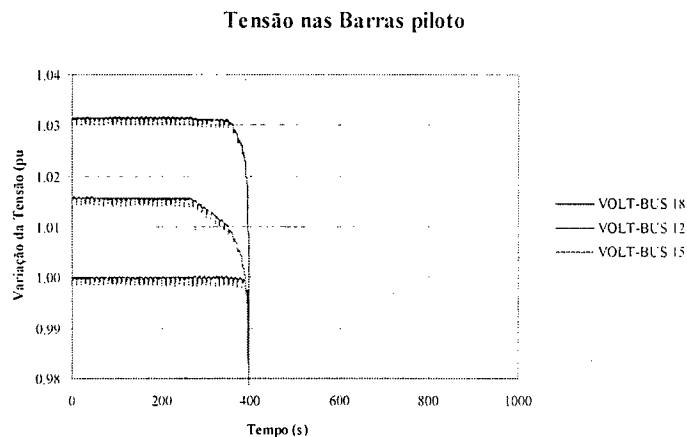
#### 4.1.3.2 Con CST:

##### A. Un control por área:

##### A.1 Generadores 30, 32 y 35 en el CST

En este primer caso tenemos un generador en el CST para cada área. El generador 30 controlando la barra 18 - Área 1, generador 32 controlando la barra 12- Área 2 y el generador 35 controlando la barra piloto 15 - Área 3.

El objetivo de este primer caso con CST, es mantener constante la tensión en las barras piloto.



**Figura 4-13 Tensiones de las barras piloto (con CST caso 1)**

La Figura 4-13 muestra tensiones de las barras piloto. Note que las tensiones permanecen constante próximo al colapso. El generador 35 es el primero en alcanzar el límite de sobreexcitación, teniendo una degradación en la tensión en la barra piloto 15 antes de que en las otras ocurra lo mismo.

La figura 4-14 muestra las tensiones terminales de los generadores que participan del CST.

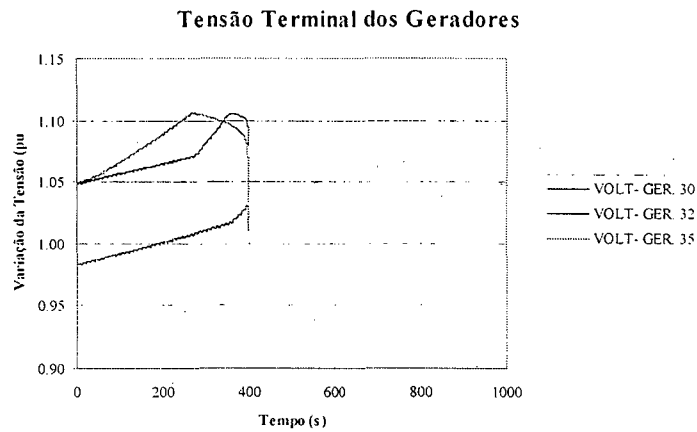


Figura 4-14 Tensiones terminas de los generadores (con CST- caso 1)

La figura 4-15 muestra las tensiones de campo de los generadores que están en el CST. Con los tres generadores, el sistema consigue sobrevivir 400 s equivalente a 15% de aumento de carga.

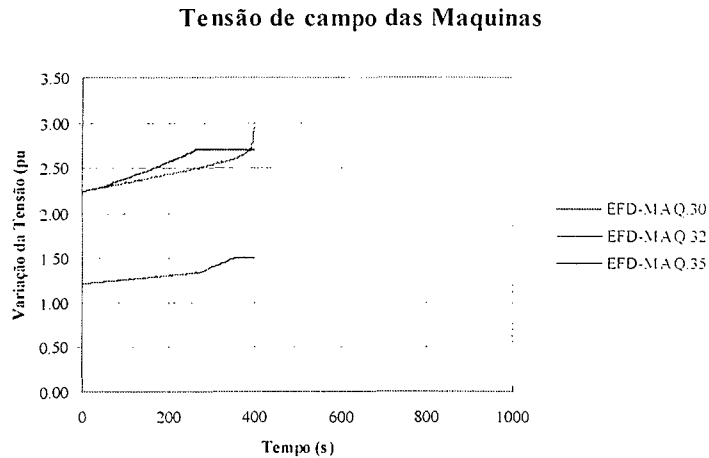
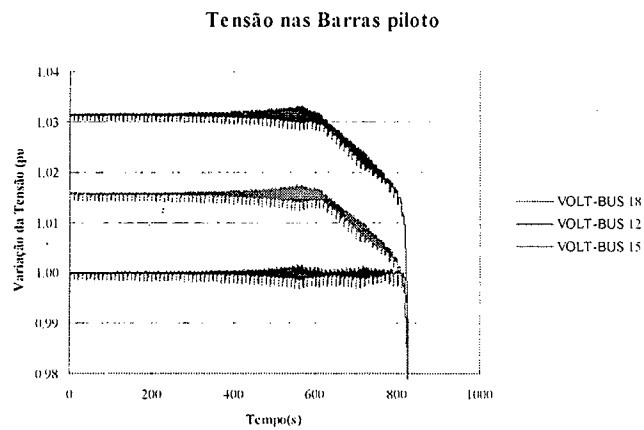


Figura 4-15 Tensiones de campo de los generadores (con CST- caso 1)

#### A. Generadores 30, 32 y 33 en el CST

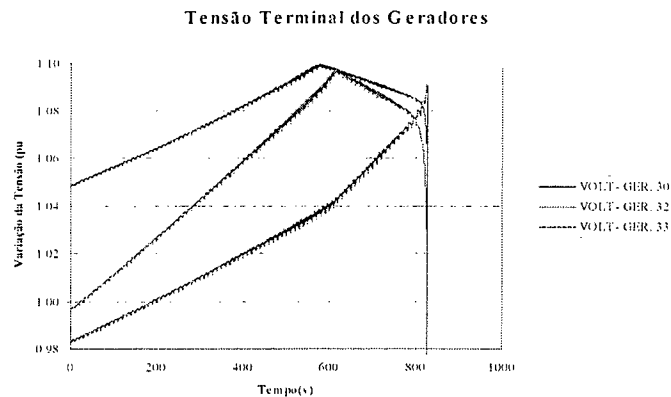
En este caso el generador 35 es substituido por el generador 33, debido a que este último, esta operando con menor valor de tensión terminal en el caso base. La figura 4-16 muestra las tensiones de las barras piloto. El sistema sobrevive hasta 825 segundos equivalente a un aumento de carga de 32%.



**Figura 4-16 Tensiones de las barras piloto (con CST- caso 2)**

Las tensiones en las barras 15 y 18 disminuyen antes del colapso, porque sus respectivos generadores alcanzan el limite de sobreexcitação por vuelta de los 600 s. La barra 12, a su vez, mantiene constante su tension hasta el instante del colapso.

La figura 4-17 muestra las tensiones terminales de los generadores que participan en el CST. Las tensión en los tres generadores alcanza el valor de 1,10 pu, agotando todas sus reservas de potencia reactiva.



**Figura 4-17 Tensiones terminales de los generadores (con CST- caso 2)**

La figura 4-18 muestra las tensiones de campo de los generadores que estan en el CST.

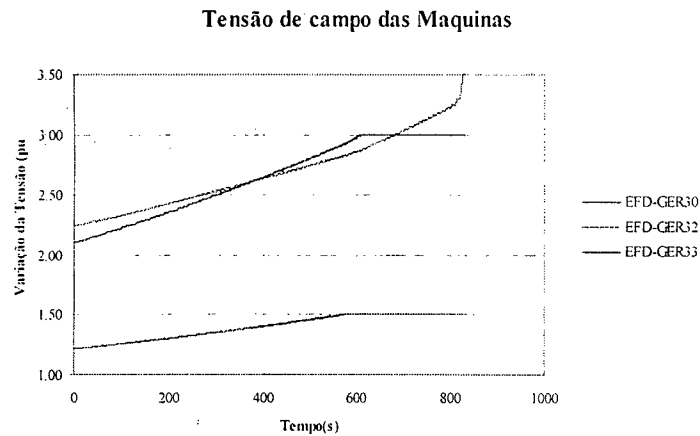


Figura 4-18 Tensiones de campo de los generadores (con CST- caso 2)

## B. Mas de un control por área:

### B.1 Generadores 30, 32 y 33 y 35 en el CST

En el Área 1 tenemos el generador 30, en el Área 2 el generador 32 y en el Área 3 tenemos los generadores 33 y 35, estos últimos participando conjuntamente del control de la barra piloto 15.

La figura 4-19 muestra las tensiones de las barras piloto. En este caso, con el aumento de un generador participando del CST, se mejora el perfil de tensión en las barras piloto hasta el instante del colapso. El fator de participação ( $K_{part}$ ) es el mismo para los generadores 33 y 35.

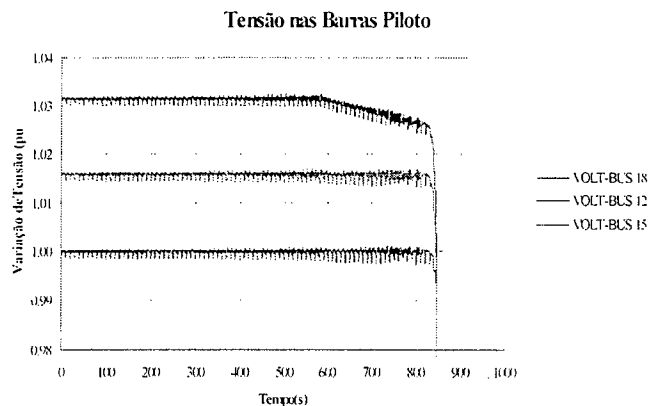
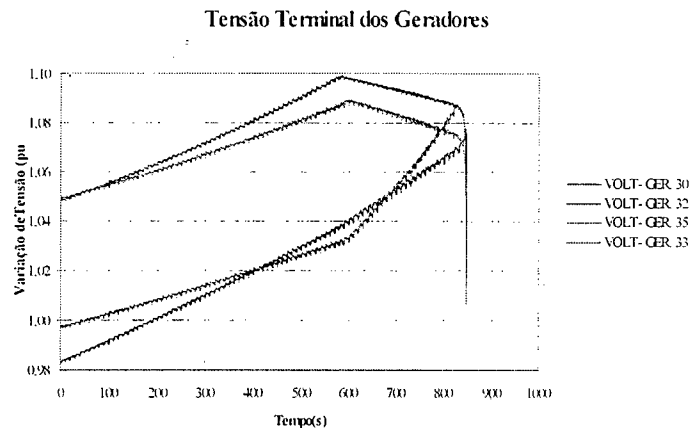


Figura 4-19 Tensiones de las barras piloto (con CST- caso 3)

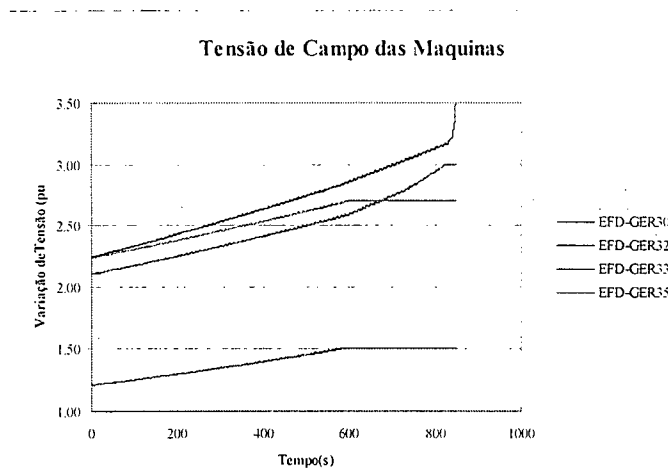


La Figura 4-20 muestra las tensiones terminales de los generadores que participan del CST. Observamos un detalle importante en esta figura, el generador 35 que controla la barra piloto 15, conjuntamente con el generador 33, cuando alcanza su limite pierde el control sobre la tensión de la barra piloto. En este instante, el generador 33 pasa a controlar la tensión de la barra piloto aisladamente, motivo por el cual se nota un aumento en la pendiente de la curva correspondiente al generador 33. Esto es una característica favorable de los controladores PI.



**Figura 4-20 Tensiones terminales de los generadores (con CST- caso 3)**

La figura 4-21 muestra las tensiones de campo de los generadores que participan del CST. En este caso el sistema no colapsa antes de 850 s equivalente a 33% de aumento de carga.



**Figura 4-21** Tensões de campo de los generadores (con CST- caso 3)

## B.2 Geradores 30, 32 y 33 y 35 con factor de participación de 33 mayor que el de 35

Este caso es simulado como análisis de comparación, para ver las respuestas para diferentes factores de participación, tomando en cuenta la sensibilidad.

Este detalle es muy importante, porque muchas veces el generador que es tiene mayor sensibilidad a las variaciones de tensión en la barra piloto, no tiene reserva de potencia reactiva o está cerca al limite, tal como ha sido mostrado en casos anteriores. En este caso debe buscarse un valor optimo para los factores de participación de cada maquina, tomando en cuenta tres factores importantes:

- La sensibilidad que tiene cada fuente de reactivos a la variación de tensión en la barra piloto;
- La reserva de reactivos de cada fuente y la capacidad de suministrar reactivos para controlar a tensión de la barra piloto;
- El valor de tensión terminal del generador;
- La distancia eléctrica entre la barra piloto y la fuente de reactivos.

La figura 4-22 muestra las tensiones de las barras piloto, la figura 4-23 muestra las tensiones terminales de los generadores y la figura 4-24 muestra las tensiones de campo(EFD).

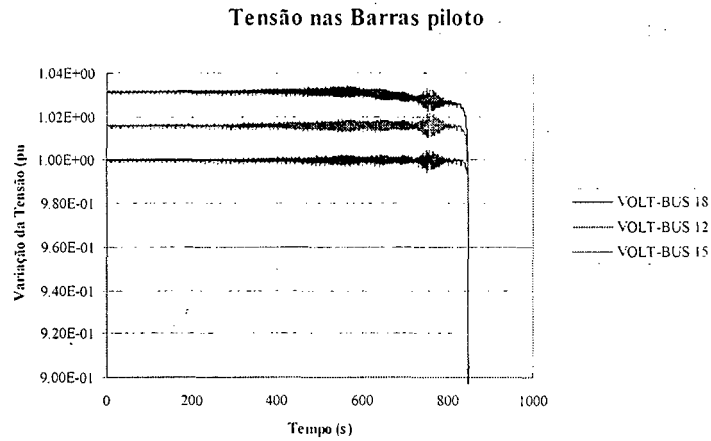


Figura 4-22 Tensiones de las barras piloto (con CST- caso 4)

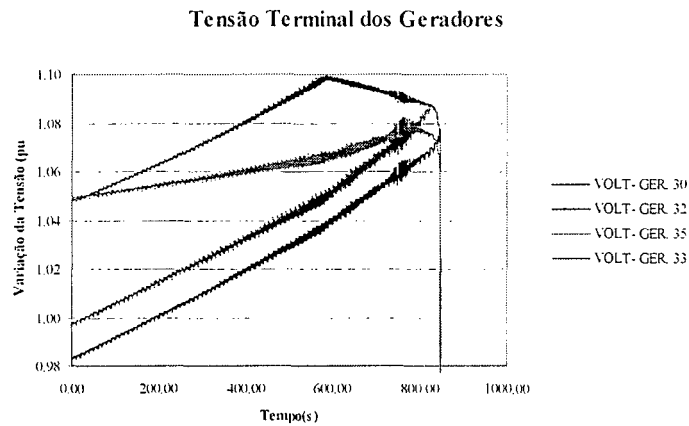
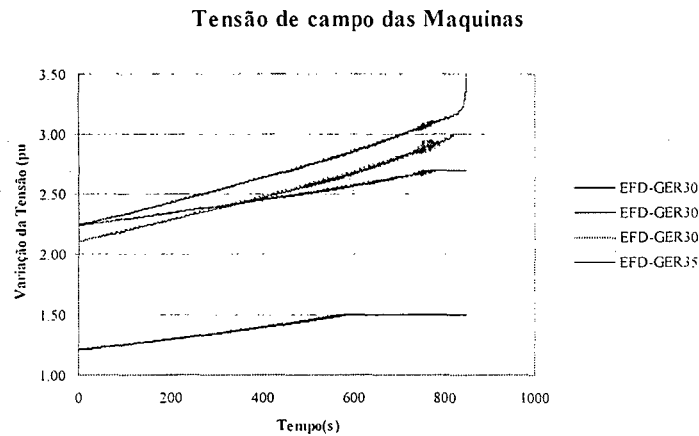


Figura 4-23 Tensiones terminales de los generadores (con CST- caso 4)

La respuesta del generador 35 es mas lenta que la del generador 33.



**Figura 4-24 Tensões de campo de los generadores (con CST- caso 4)**

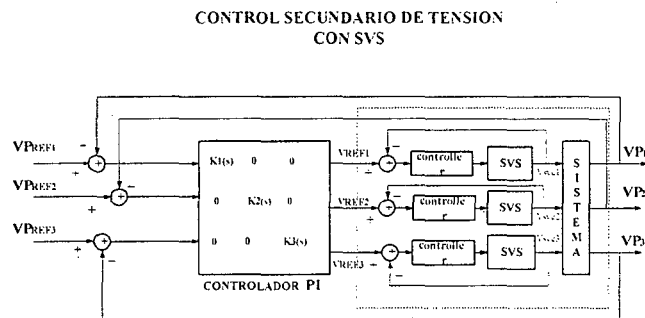
Finalmente, observamos que el punto de colapso es el mismo que en el caso anterior, porque los cuatro generadores alcanzaron al limite de sus capacidades.

Varias otras combinaciones de generadores actuando en el CST fueron simuladas, como por ejemplo, dos generadores en las Áreas 1 y 2, cuatro generadores en el Área 3, etc. Pero en todos los casos el aumento de carga antes del colapso fue de 33%.

## CAPÍTULO V

### 5. CST usando SVS's como fuente de Reactivos

A fin de analizar el desempeño del CST donde las fuentes de potencia reactiva son SVS (Static Var System) y no generadores, hacemos algunas investigaciones en el sistema New England. La estructura de control usada es la misma que en el caso de generadores conforme lo muestra la siguiente figura



Los SVS fueron colocados en las barras 26, 8 y 24 de las áreas 1, 2 y 3 controlando las barras piloto 18, 12 y 15, respectivamente.

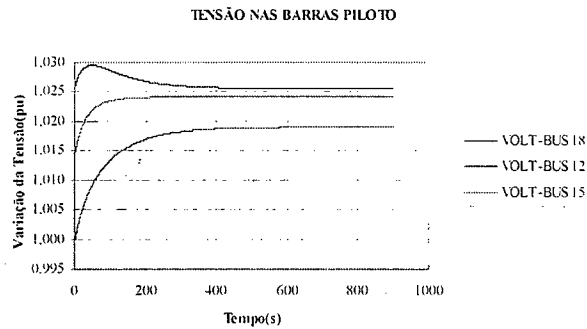
Los valores de  $K_i$  e  $K_p$  que fueron usados son mostrados en la siguiente tabla:

	CONTROLADOR 1 (BARRA 26-SVC-1)	CONTROLADOR 2 (BARRA 8-SVC-1)	CONTROLADOR 3 (BARRA 24 - SVC-1)
$K_P$	0.05	0.05	0.05
$K_I$	0.13	0.05	0.10

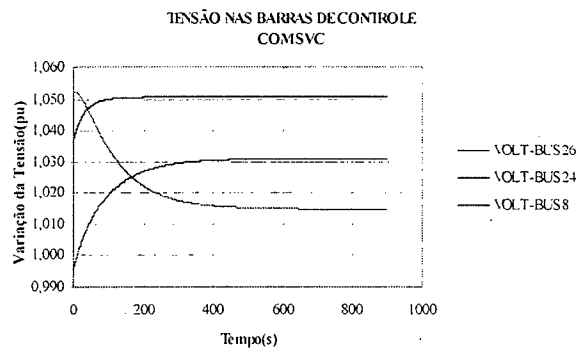
## 5.1.1 Contingencias:

### 5.1.1.1 Variación del punto de operación

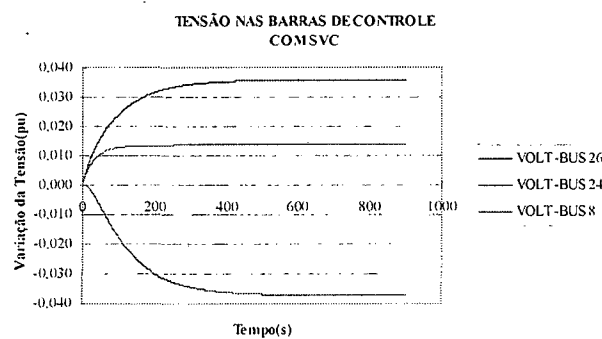
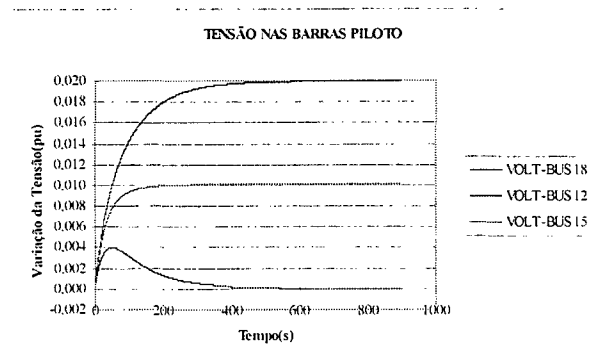
A. Para una variación de tensión de 2% en la barra 12 e 1% en la barra 15:



Las tensiones en las barras piloto alcanzan régimen permanente en aproximadamente 400 segundos.



Las siguientes figuras muestran la variación de la tensión en las barras piloto y en las barras donde están localizadas los SVS's.



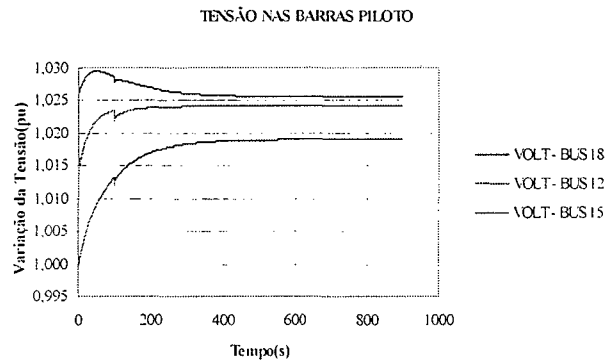
En esta parte podemos observar que el porcentaje de variación de las tensiones de las barras de control, en el caso de la Barra 8 alcanza casi 3,5 % para un step de 2% en la tensión de la Barra 12, en la barra 24 alcanza 1,5 % para un step de 1% en la Barra 15, en la Barra 26 la tensión disminuye aproximadamente 3,5 %.

**5.1.1.2 Con motores de inducción en las siguientes Barras:**

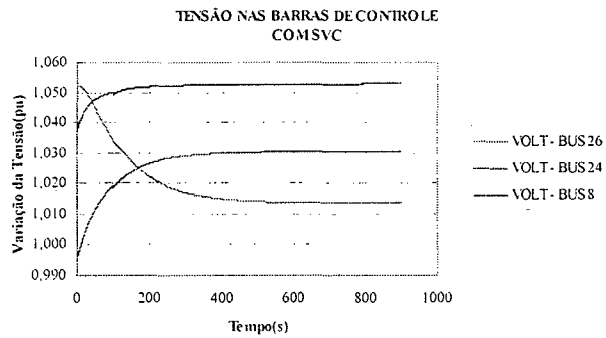
BARRA	POTENCIA DOS MOT. (HP)	NÚMERO DE UNIDADES
18	1500	100
12	1500	5
15	1500	200
25	1500	200
26	1500	120

28	1500	180
----	------	-----

**5.1.1.2.1 Resposta de Variacion de la Tension con apertura de uno de los circuitos 13-14:**



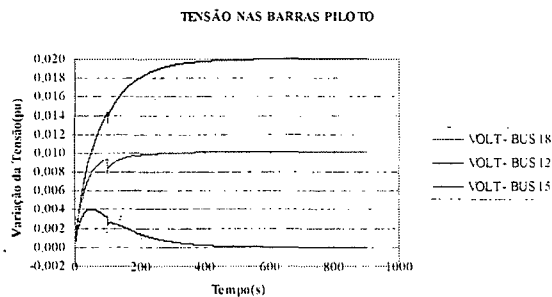
En este caso el sistema es sometido a condiciones un poco severas, debido a que se abrió uno de los circuitos de la línea 13-14 a los 100 s; el sistema se estabiliza a los 450 s (7 min y medio).





El comportamiento de las tensiones en las barras de control son casi las mismas que en el caso anterior.

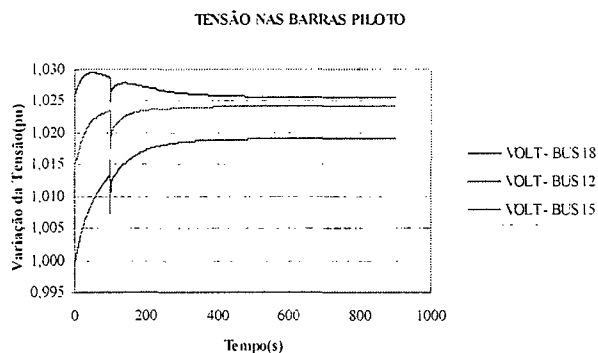
Respuesta en porcentaje (%):



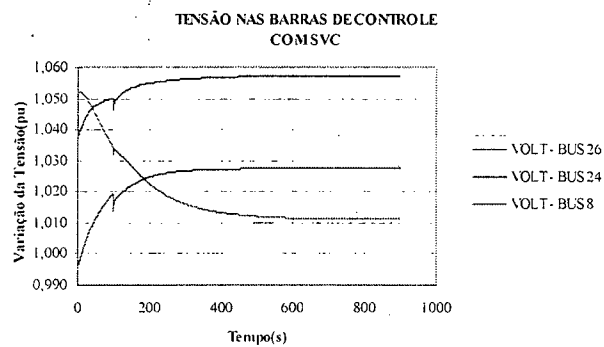
En este gráfico podemos observar mejor las caídas de tensión en el instante de la apertura.

Los porcentajes del cambio de tensión de las barras de control son los mismos que en el caso anterior, sin apertura del circuito.

#### 5.1.1.2.2 *Respuesta de variación de Tensión con apertura de los circuitos 13-14:*

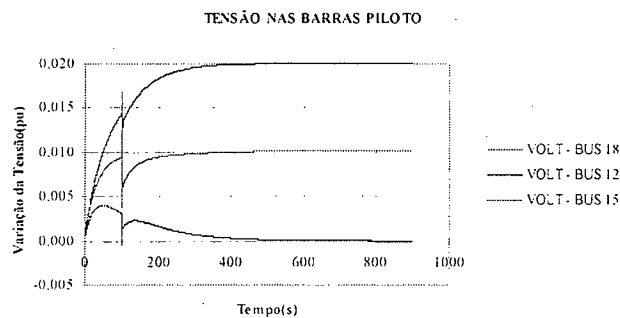


En este caso apreciamos que la perturbación es mayor, en el momento de la apertura las caídas de tensión en las barras piloto son considerables. En el caso de la barra 12 observamos que sube y baja bruscamente, pero se recupera rápidamente. En las otras dos barras las tensiones caen bruscamente mas se recuperan en algunos segundos.



Las tensiones en la barras de control sufren variaciones en el instante de la apertura de la línea, sufre una caída de tensión pero se recuperan rápidamente.

Resposta em porcentaje (%):



En estos dos gráficos observamos mejor el comportamiento de las tensiones, en el caso de la barra 8 que controla la tensión de la barra 12 tiene una variación de 3,3% lo que implica que el SVC de esta barra genera menos reactivos (menor que en el primer caso); la tensión de la barra 24 que controla la tensión en la barra 15 aumenta en un 2% lo que implica que el SVC de esta barra genera mas reactivos ( mas que en el primer caso); y la tensión de la barra 26 que controla la tensión de la barra 18 disminuye en 4% (mas que en el primer caso).

## CAPÍTULO VI

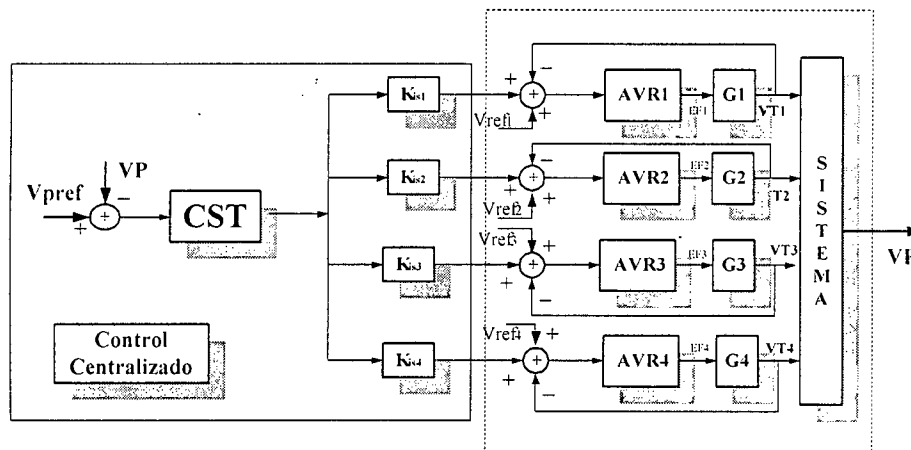
### 6. Factor de Participación "Kpart".

El hecho de tener varios generadores controlando la tensión de la barra piloto, hace con que la distribución de generación de potencia reactiva entre ellas dependa del valor de las ganancias de los controladores PI que componen la estructura del CST. Por ejemplo una ganancia elevada del controlador de un determinado generador, hace con que el mismo tenga una mayor participación en el control de tensión de la barra piloto. Lo cual no significa que el generador será el más efectivo en el control, pues la eficiencia del control depende también de la sensibilidad entre este y la barra piloto.

Tomamos los valores de las sensibilidades de cada uno de los generadores que participa en el CST en relación a la barra piloto, como base numérica para posibles ajustes de los parámetros de los controladores. Si, por ejemplo, ponemos el mismo factor de participación en todas las fuentes de reactivos, no estaremos influyendo en la respuesta, digamos natural del sistema en la corrección de un desvío de tensión en la barra piloto. Como a todas las fuentes que están en el CST les llega el mismo error de tensión en la barra piloto, todas responderán con la misma velocidad hasta que el error sea nulo o cero.

La mejor estrategia para el ajuste de las ganancias de los controladores PI, es estipularlos de forma inversamente proporcional a la sensibilidad de la fuente de reactivo con relación a la barra piloto. Es decir las fuentes más distantes, eléctricamente hablando, de la barra piloto tiene ganancias mas elevadas, por consiguiente responden con mayor rapidez en la corrección de los desvíos de tensión en la barra piloto, mientras que la fuente más sensible tendrá menor valor de ganancia PI.

Tomamos el mayor valor de sensibilidad entre todos los generadores que participan del CST , determinamos valores inversamente proporcionales a cada valor de sensibilidad y multiplicamos por la mayor sensibilidad, ese nuevo valor es llamado Kif. La figura ...muestra como el factor de participación es conectado en la estructura del CST.



**Figura 6-1 Control Secundario de Tensión sin ajuste automático.**

Luego llevando en cuenta dos factores importantes, 1) la diferencia entre la tensión terminal máxima permisible y la tensión terminal del generador en un cierto instante "i", 2) diferencia entre la capacidad máxima de generación de potencia reactiva (puede ser llevado en cuenta la sobrecarga) y la potencia reactiva generada en un cierto instante "i". La salida de ese producto entra como una señal del CST en la referencia de los AVR.

Obtenemos valores de Factor de Participación para cada generador automáticamente y llevamos en cuenta las siguientes condiciones:

- El máximo valor de la tensión terminal es un valor determinado por el especialista o producto del análisis de flujo de potencia, en caso contrario, va haber incompatibilidad entre los dos controladores, primario y secundario. Todo esto obviamente, dentro del rango permisible de fabricación del equipo.

- En el caso de potencia reactiva el valor máximo puede ser el valor nominal. Si el limitador de potencia reactiva del generador estuviese modelado con sobrecarga, el valor máximo debe ser el valor de sobrecarga.
- Si llevamos en cuenta la sobrecarga de la máquina, el CST tiene que acompañar la temporización del regulador de tensión del generador, en caso contrario, aparte de haber incompatibilidad entre los dos controles (primario y secundario) el factor de participación de ese generador va a mantener un valor alto, aunque el generador esté saturado.

Los siguientes puntos fueron llevados en consideración en la implementación del CST:

- La contribución de cada generador es proporcional a la reserva de reactivos de cada generador, tomando en cuenta la tensión terminal. De esa manera evitamos sobrecargar los generadores más sensibles con poca capacidad y aprovechamos la reserva de los generadores que tienen mayor reserva de reactivos.
- El control secundario, no interfiere con los valores ajustados en el control primario, pudiendo modificarse esos valores si fuese necesario.

El valor de  $K_{part}$  es calculado de la siguiente manera:

$$K_{part} = K_{is} [(V_d - V_{T_i}) * (Q_d - Q_i)]$$

donde:

$K_{part}$ : factor de participación

$K_{is}$ : factor de sensibilidad es obtenido de la siguiente manera:

$$K_{is} = (1/S_i) * S_m$$

$V_d$ : Tensión máxima (constante)

$V_{T_i}$ : Tensión terminal (variable)

$Q_d$ : Potencia reactiva máxima (constante)

$Q_i$ : Potencia reactiva (variable)

***Si***: Sensitividad del generador con respecto a la barra piloto

***Sm***: el mayor valor de sensitividad entre los generadores

Este método es efectivo porque lleva en cuenta las reservas de reactivos de los generadores y sus tensiones terminales. Así también se evita los problemas ocasionados en la ausencia de equipos de protección en el momento de la configuración del sistema.

El factor de sensitividad ***Kis***, es un valor calculado como la inversa de las sensitividades que multiplica a ***Sm***, de este modo, hacemos con que los generadores menos sensibles tengan mayor rapidez de respuesta, aliviando a los generadores que son muy sensibles

Cuando uno de los valores de tensión o de potencia reactiva de un determinado generador alcanza el valor máximo permitido, entonces el factor de participación de este generador tiene un valor nulo (cero) hasta que los valores de la tensión terminal o de la potencia reactiva disminuya entonces este generador participara nuevamente en la medida que su factor de participación ***Kpart*** aumente.

Este tipo de control, tiene por objetivo distribuir la generación total de reactivos, requeridos por el sistema, entre los generadores dependiendo del valor de participación, calculado automáticamente pues debido al bloque multiplicador, el valor del factor es proporcional a la reserva de reactivos ( $Qd-Qi$ ) del generador y de la diferencia entre la tensión máxima y la tensión generada en un instante "i" ( $Td-Ti$ ). De esta manera tenemos un ajuste automático como se muestra en la figura.

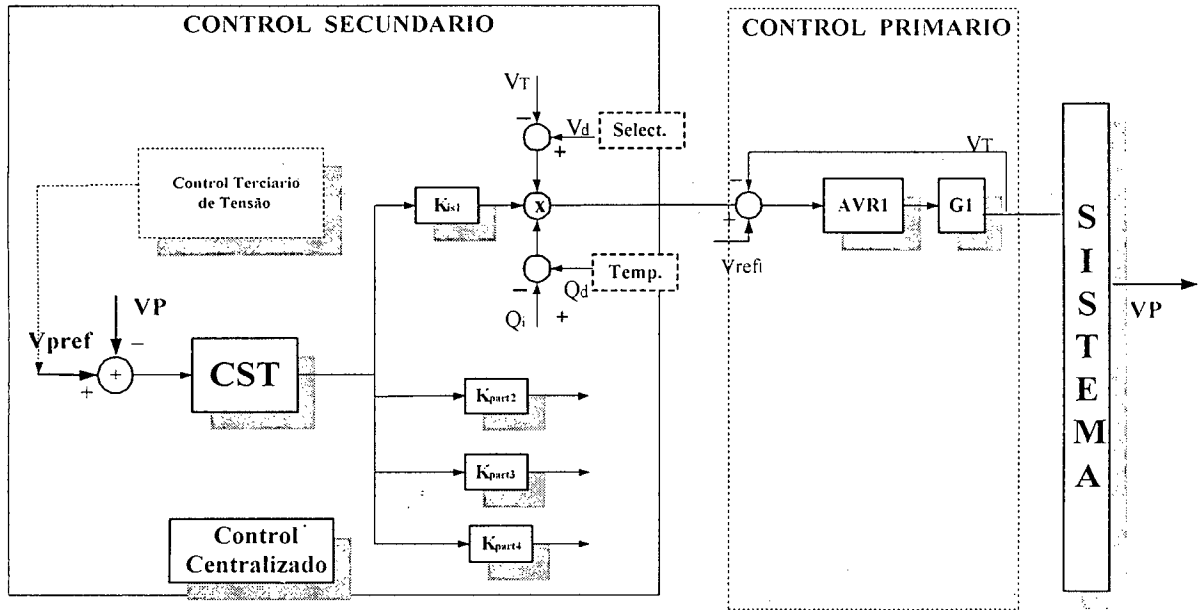


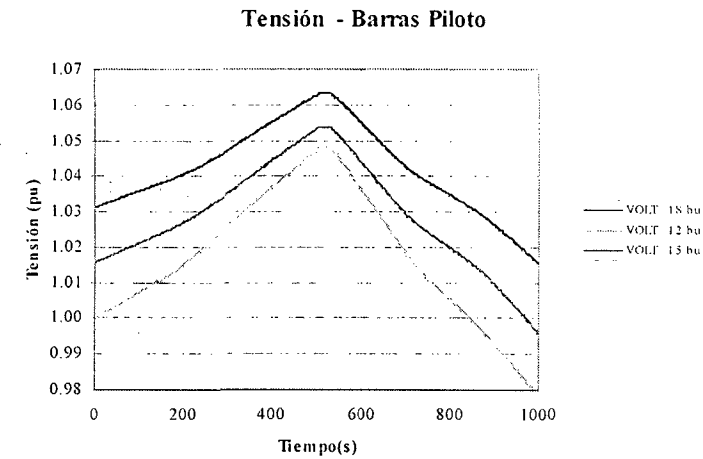
Figura 6-2 Control Secundario de Tensión con ajuste automático.

### 6.1.1 Contingencias:

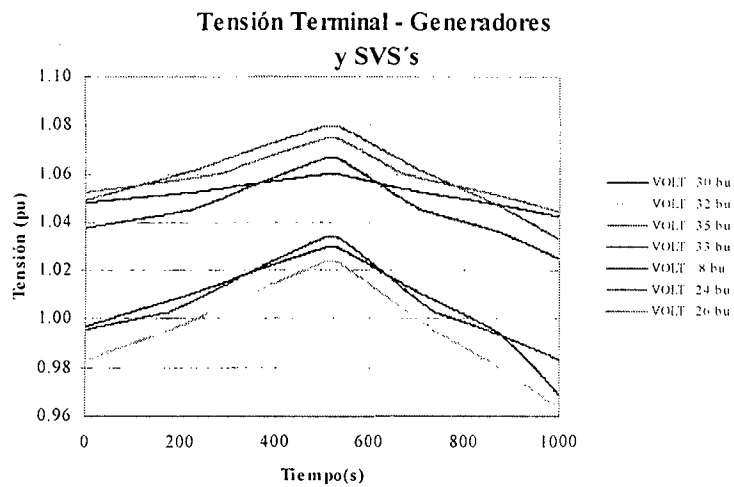
#### 6.1.1.1 Disminución de 20% de la carga los primeros 500 segundos y luego un aumento de 30% hasta los 1000 segundos

Este análisis nos muestra el desempeño del CST, porque observamos como contribuye para mantener un perfil adecuado de las barras piloto. Las figuras 6-3 y 6-4 muestran las tensiones sin CST, en ellas observamos que en la medida que la carga disminuye la tensión en las barras piloto aumenta sin control alguno, y de la misma manera decrece en la medida que la carga aumenta como lo muestran las figura 5-3, al igual que las tensiones terminales de las fuentes, vemos que si la carga disminuyera un poco más la tensión en la fuentes subirían hasta un valor que en muchos casos puede estar fuera del rango de operación, tal como lo muestra la figura 6-4.





**Figura 6-3 Tensión en barras piloto sin CST**



**Figura 6-4 Tensión Terminal en los Generadores y SVS's sin CST**

La figura 6-5 muestra el perfil de tensiones de las barras piloto obtenido con el uso del CST, vemos que durante todo el tiempo, tanto en la disminución de la carga como en el aumento de la misma la tensión tiende a mantenerse constante, logrando un buen perfil de tensiones. En la figura 6-6 vemos la tensión terminal de las fuentes, los cuales varían dependiendo de la necesidad del sistema, ya sea absorbiendo o generando reactivos, manteniendo constante la tensión de las barras piloto

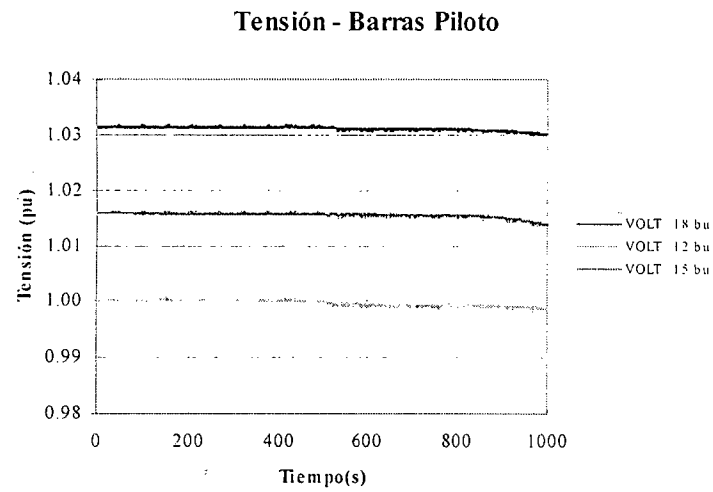


Figura 6-5 Tensión en barras piloto con CST

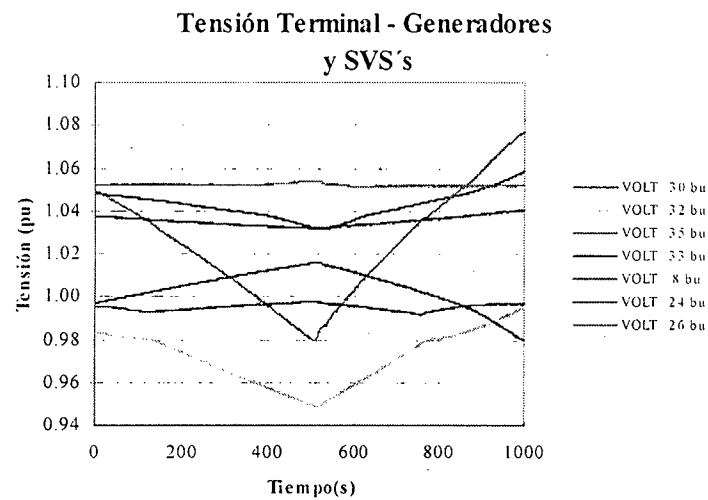


Figura 6-6 Tensión Terminal en los Generadores y SVS's con CST

### 6.1.1.2 Salida y reposición intempestida de cargas importantes en las tres Areas

Tomamos las barras de carga más importantes de cada una de las tres áreas, 3, 8 y 27, hacemos una simulación de rechazo de carga a los 5 segundos y luego las reponemos a los 260 s: En el primer caso, de rechazo de carga, vemos que cuando el sistema está sin

CST se estabiliza en otro punto de equilibrio, tal como lo muestra la figura 6-7, y cuando reponemos la carga este vuelve a su valor inicial.

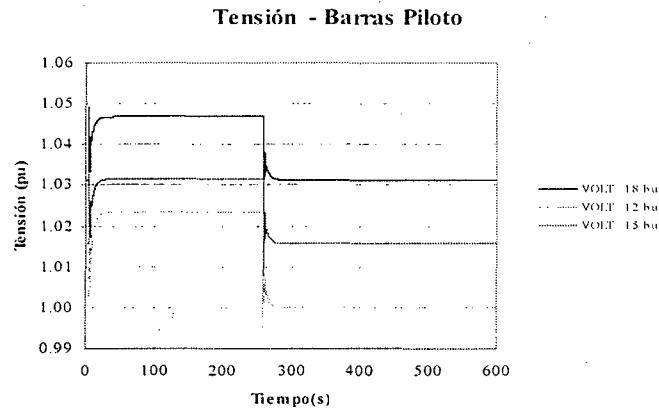


Figura 6-7 Tensión en barras piloto sin CST

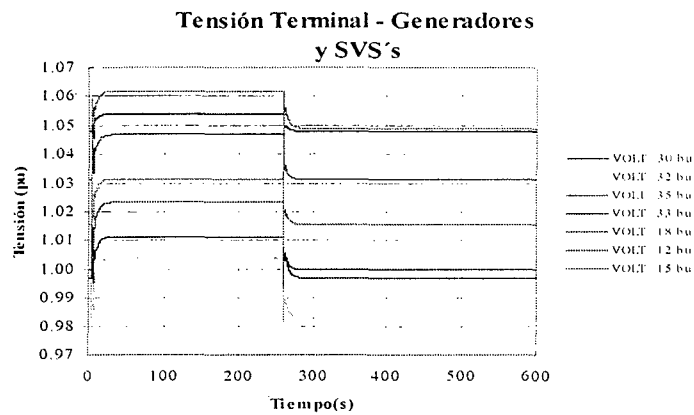


Figura 6-8 Tensión Terminal en los Generadores y SVS's sin CST

En la figura 6-9 mostramos el comportamiento de la tensión en las barras piloto. vemos que al haber un cambio radical en las tensiones, el CST actúa volviendo las tensiones a su valor inicial, es decir al valor antes de la perturbación. Este comportamiento es debido a que el valor de referencia, que debería ser determinado por un flujo óptimo de potencia del CST es el  $v$

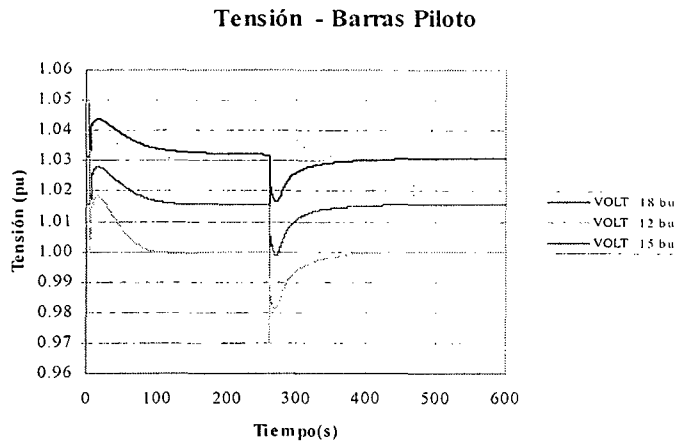


Figura 6-9 Tensión en barras piloto con CST

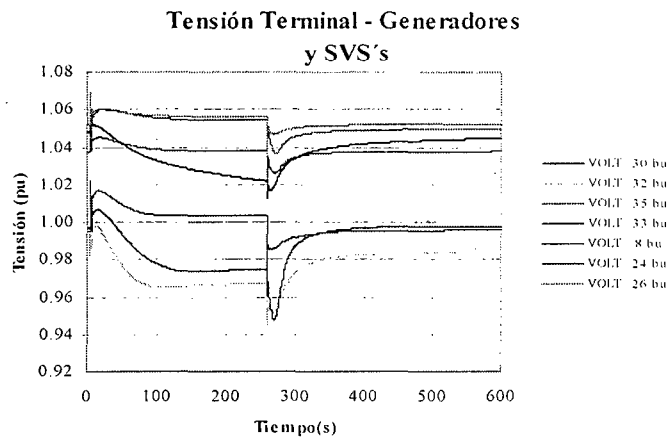
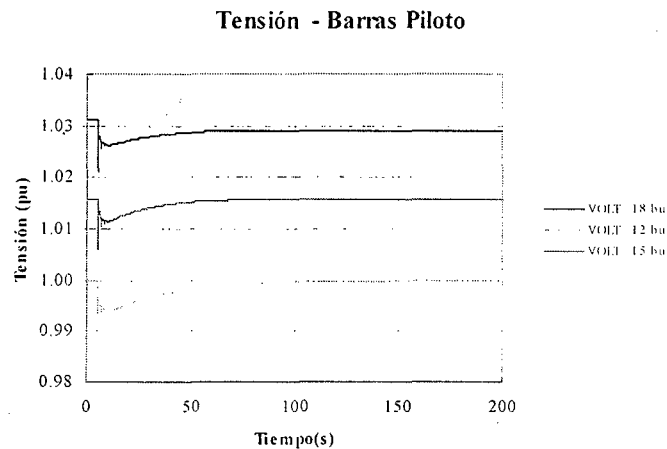


Figura 6-10 Tensión Terminal en los Generadores y SVS's con CST

### 6.1.1.3 Desempeño del CST ante poca reserva de reactivos

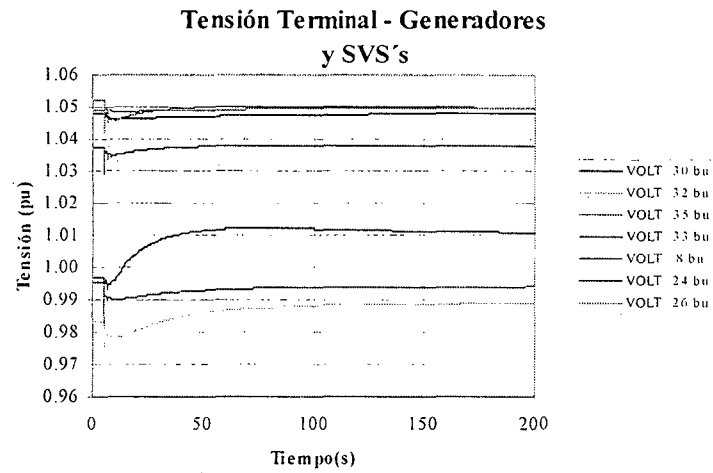
En este caso incrementamos la carga en barras con mayor carga en las tres áreas, para observar el desempeño del CST frente al agotamiento de la reserva de reactivos o debido a que la tensión en las barras de control haya alcanzado el valor máximo prefijado u obtenido de un flujo óptimo de potencia. En el área 1 podemos observar que debido a que en las dos fuentes de reactivos la tensión alcanzó su máximo valor, que en este caso fue

prefijado en 1,05 pu, antes que la tensión de la barra piloto alcance el valor deseado. Este análisis nos demuestra que no siempre se obtiene el valor óptimo, y que cuando hablamos de control secundario de tensión hablamos de reserva de reactivos, quiere decir que para obtener un perfil de tensiones dependemos de la reserva de reactivos que hay en nuestro sistema. En los otras áreas debido a que aun tenemos una reserva suficiente de reactivos mantenemos un buen perfil de tensiones.

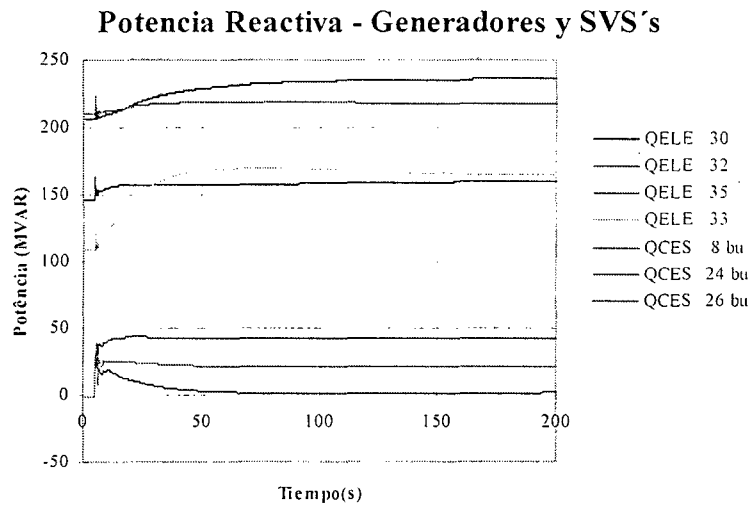


**Figura 6-11 Tensión en barras piloto con CST**

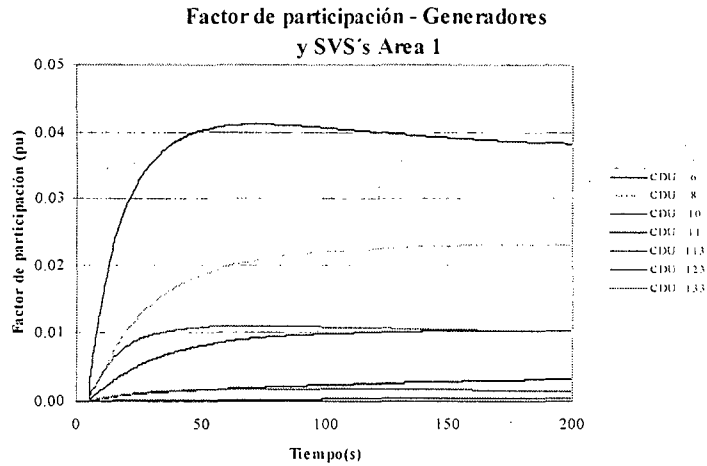
Al observar la tensión terminal en las barras de control, en el área 1, las fuentes son el generador 30 y el SVS 26, en las dos fuentes la tensión alcanzó el valor de 1,05 pu, por tanto el factor de participación tiene valor muy pequeño casi nulo. En el área 2 el factor de participación de tanto del generador 32 como del SVS 8 el factor de participación es mayor para el primero, debido a que su reserva de reactivos es mayor.



**Figura 5-12 Tensión Terminal en los Generadores y SVS's**



**Figura 6-13 Potencia Reactiva - Generadores y SVS's**



**Figura 6-14 Factor de Participación - Generadores y SVS's**

En la figura 6-14 observamos el comportamiento de la repartición de reactivos entre las fuentes, en el cual observamos que en el área 1 las reservas de reactivos son casi nulas por que el factor de participación de sus fuentes es también casi nula. En las otras áreas se llega al objetivo porque se tenía suficiente reserva de reactivos. Con este resultado mostramos el desempeño del CST y la coordinación de los dos controles, primario y secundario, donde este último puede, en caso necesario, chequear la tensión terminal como una protección más.

## CAPÍTULO VII

### 7. CONCLUSIONES Y SUGERENCIAS PARA TRABAJOS FUTUROS

Este trabajo mostró un esquema de control coordinado de tensión que está alineado con las tendencias del aumento de uso de la automatización en sistemas eléctricos de potencia, el esquema está basado en una estructura jerárquica compuesta de tres niveles de actuación, primario, secundario y terciario. Pero éste trabajo enfocó como tema principal el nivel secundario, al cual llamamos control secundario de tensión(CST).

El esquema del CST utilizado fue inspirado en los esquemas que los europeos usan, cuya característica principal es la de regular la tensión de ciertas barras del sistema, llamadas barras piloto. Recordamos una vez mas que, para que ésta filosofía sea eficiente, la tensión de la barra piloto debe ser representativa de las tensiones del área de la cual forma parte.

El trabajo está basado en simulaciones de largo plazo, que fueron realizadas con el programa ANATEM de CEPEL. Un sistema creado para fines de estudio, llamado New England, que reúne todas las condiciones y problemas que tendría un sistema real .

Desarrollamos un controlador, el cual tiene como parámetros importantes, para la repartición de reactivos requeridos, la reserva de reactivos de cada fuente así como su tensión terminal, lo cual evita que los equipos que participan del CST no sobrepasen sus valores fuera del rango operativo. La señal de salida del controlador es el resultado de ponderar la señal de control proveniente del CST con el margen de las grandezas medidas (tensión terminal y generación de potencia reactiva) con relación a sus respectivos límites. Los esquemas del CST utilizados tuvieron como fuente de potencia reactiva generadores, compensadores síncronos y compensadores estáticos. Otras fuentes como bancos de capacitores, reactores y transformadores con variación de tap bajo carga, no fueron considerados en el CST.



Los resultados preliminares en el sistema New England, sirvieron para analizar casos en los que se tiene más de una barra piloto en el sistema. El sistema fue dividido en tres áreas, y para cada área, se escogió una barra piloto. Los resultados mostraron que pueden ocurrir interacciones entre las áreas de control. Las simulaciones mostraron que la utilización de un esquema del CST puede aumentar la capacidad de sobrecarga del sistema.

Queremos destacar dos puntos que fueron quedando más claros a medida que íbamos desarrollando éste trabajo. El primero es la relación altamente no lineal de potencia reactiva con respecto a la tensión, lo que dificulta, y bastante, el entendimiento de los fenómenos ocurridos. El segundo es el hecho de que el sistema de transmisión es una fuente y una carga directamente no controlable de potencias reactivas. Para tener una mejor idea de lo que estamos hablando, existirán situaciones en las que se hará necesario sobreexcitar la máquina el generador para que este absorba reactivos del sistema o viceversa. Todo este flujo de reactivos está íntimamente relacionado con el perfil de tensión del sistema de transmisión. Esta respuesta no prevista del sistema de transmisión podrá colocar en grandes dificultades al CST.

Como propuesta para trabajos futuros podemos destacar los siguientes temas:

1. Acoplar, a los estudios realizados, el Control Terciario de Tensión (CTT), que deberá ser hecho utilizando un programa de flujo óptimo de potencia. El CTT, haciendo la optimización de una cierta función objetivo, determinará los valores óptimos para ser regulados en las barras piloto;
2. Implementar una adaptación de los factores de participación cuando el sistema esté en otros puntos de operación;
3. Implementar una estructura automática para la repartición de reactivos entre las fuentes que participan del CST;

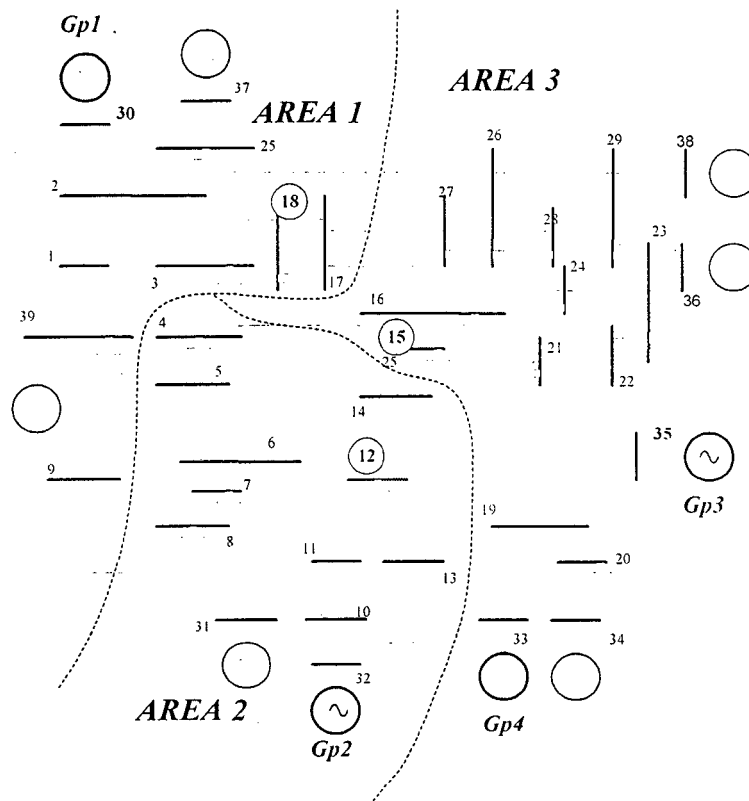
4. Considerar la conexión de bancos de capacitores y reactores dentro del esquema del CST. El objetivo es hacer con que menos operaciones de cierre sean necesarios en una operación de rutina del sistema;
5. Implementar el Join VAR Control (JVC) como un control intermediario entre el CPT y el CST;
6. Realizar estudios implementando el CST en el Sistema Eléctrico Peruano.

# ANEXO

## Sistema New England

### A.1 Diagrama Unifilar:

### SISTEMA NEW ENGLAND



### Sistema New England

### A.2 Datos de Flujo de potencia :

### BUS DATA

#bus( name)	( volt )	( ang )	( pgen )	( qgen )	( pload )	( qload )	( gshunt )	( bshunt )
1	1.047650	-9.5790	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.00000	0.00000
2	1.049240	-7.0220	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.00000	0.00000
3	1.030610	-9.8670	0.0000	0.0000	322.0000	2.4000	0.00000	0.00000
4	1.003900	-10.6620	0.0000	0.0000	500.0000	184.0000	0.00000	0.00000
5	1.005070	-9.4750	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.00000	0.00000
6	1.007410	-8.7720	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.00000	0.00000
7	0.996740	-10.9760	0.0000	0.0000	233.8000	84.0000	0.00000	0.00000
8	0.995770	-11.4820	0.0000	0.0000	522.0000	176.0000	0.00000	0.00000
9	1.028110	-11.3060	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.00000	0.00000
10	1.017070	-6.3880	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.00000	0.00000
11	1.012580	-7.2020	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.00000	0.00000
12	1.000050	-7.2170	0.0000	0.0000	8.5000	88.0000	0.00000	0.00000
13	1.014240	-7.1030	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.00000	0.00000
14	1.011800	-8.7730	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.00000	0.00000
15	1.015850	-9.1910	0.0000	0.0000	320.0000	153.0000	0.00000	0.00000
16	1.032310	-7.7880	0.0000	0.0000	329.4000	32.3000	0.00000	0.00000
17	1.034090	-8.7860	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.00000	0.00000
18	1.031450	-9.6260	0.0000	0.0000	158.0000	30.0000	0.00000	0.00000
19	1.049970	-3.1640	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.00000	0.00000
20	0.990800	-4.5750	0.0000	0.0000	680.0000	103.0000	0.00000	0.00000
21	1.032110	-5.3830	0.0000	0.0000	274.0000	115.0000	0.00000	0.00000
22	1.049940	-0.9360	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.00000	0.00000
23	1.045070	-1.1340	0.0000	0.0000	247.5000	84.6000	0.00000	0.00000
24	1.037810	-7.6690	0.0000	0.0000	308.6000	-92.2000	0.00000	0.00000
25	1.057790	-5.6610	0.0000	0.0000	224.0000	47.2000	0.00000	0.00000
26	1.052450	-6.9170	0.0000	0.0000	139.0000	17.0000	0.00000	0.00000
27	1.038170	-8.9280	0.0000	0.0000	281.0000	75.5000	0.00000	0.00000
28	1.050590	-3.4090	0.0000	0.0000	206.0000	27.6000	0.00000	0.00000
29	1.050430	-0.6520	0.0000	0.0000	283.5000	26.9000	0.00000	0.00000
30	1.048000	-4.6050	250.0000	146.2630	0.0000	0.0000	0.00000	0.00000
31	0.982000	0.0000	573.2220	206.9190	9.2000	4.6000	0.00000	0.00000
32	0.983100	1.6080	650.0000	205.5260	0.0000	0.0000	0.00000	0.00000
33	0.997200	2.0530	632.0000	109.2190	0.0000	0.0000	0.00000	0.00000
34	1.012000	0.6180	508.0000	166.1350	0.0000	0.0000	0.00000	0.00000
35	1.049000	4.0270	650.0000	209.1530	0.0000	0.0000	0.00000	0.00000
36	1.064000	6.7120	560.0000	102.0210	0.0000	0.0000	0.00000	0.00000
37	1.028000	1.1210	540.0000	0.3580	0.0000	0.0000	0.00000	0.00000

38	1.027000	6.4050	830.0000	22.9730	0.0000	0.0000	0.00000	0.00000
39	1.030000	-11.1150	1000.000	87.3440	1104.000	250.0000	0.00000	0.00000

**LINE DATA**

#b#1 b#2( res )( rea )( chrg )( tap )( phase )

1	2	0.00350	0.04110	0.69870	0.0000
1	39	0.00100	0.02500	0.75000	0.0000
2	3	0.00130	0.01510	0.25720	0.0000
2	25	0.00700	0.00860	0.14600	0.0000
2	30	0.00000	0.01810	0.00000	1.0250
3	4	0.00130	0.02130	0.22140	0.0000
3	18	0.00110	0.01330	0.21380	0.0000
4	5	0.00080	0.01280	0.13420	0.0000
4	14	0.00080	0.01290	0.13820	0.0000
5	6	0.00020	0.00260	0.04340	0.0000
5	8	0.00080	0.01120	0.14760	0.0000
6	7	0.00060	0.00920	0.11300	0.0000
6	11	0.00070	0.00820	0.13890	0.0000
6	31	0.00000	0.02500	0.00000	1.0700
7	8	0.00040	0.00460	0.07800	0.0000
8	9	0.00230	0.03630	0.38040	0.0000
9	39	0.00100	0.02500	1.20000	0.0000
10	11	0.00040	0.00430	0.07290	0.0000
10	13	0.00040	0.00430	0.07290	0.0000
10	32	0.00000	0.02000	0.00000	1.0700
12	11	0.00160	0.04350	0.00000	1.0060
12	13	0.00160	0.04350	0.00000	1.0060
13	14	0.00090	0.01010	0.17230	0.0000
14	15	0.00180	0.02170	0.36600	0.0000
15	16	0.00090	0.00940	0.17100	0.0000
16	17	0.00070	0.00890	0.13420	0.0000
16	19	0.00160	0.01950	0.30400	0.0000
16	21	0.00080	0.01350	0.25480	0.0000
16	24	0.00030	0.00590	0.06800	0.0000
17	18	0.00070	0.00820	0.13190	0.0000
17	27	0.00130	0.01730	0.32160	0.0000
19	33	0.00070	0.01420	0.00000	1.0700

19	20	0.00070	0.01380	0.00000	1.0600
20	34	0.00090	0.01800	0.00000	1.0090
21	22	0.00080	0.01400	0.25650	0.0000
22	23	0.00060	0.00960	0.18460	0.0000
22	35	0.00000	0.01430	0.00000	1.0250
23	24	0.00220	0.03500	0.36100	0.0000
23	36	0.00050	0.02720	0.00000	0.0000
25	26	0.00320	0.03230	0.51300	0.0000
25	37	0.00060	0.02320	0.00000	1.0250
26	27	0.00140	0.01470	0.23960	0.0000
26	28	0.00430	0.04740	0.78020	0.0000
26	29	0.00570	0.06250	1.02900	0.0000
28	29	0.00140	0.01510	0.24900	0.0000
29	38	0.00080	0.01560	0.00000	1.0250

# **NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS (versión que incluye modificaciones dadas por D.S. N° 009-99-EM)**

## **NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS**

### **I. OBJETIVO**

El objetivo de la presente Norma es establecer los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, incluido el alumbrado público, y las obligaciones de las empresas de electricidad y los Clientes que operan bajo el régimen de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844.

### **II. BASE LEGAL**

- Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 29°, 31°, 34°, 36°, 102° y aquéllos que resulten aplicables.).
- Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 6°, 55°, 95°, 183°, 201°, 239° y aquéllos que resulten aplicables.)
- Resolución Ministerial N° 405-96-EM/VME que aprueba la Norma Técnica DGE-016-T-2/1996 sobre Alumbrado de Vías Públicas.
- Resolución Ministerial N° 365-95-EM/VME que aprueba la Escala de Multas y Penalidades a aplicarse en caso de incumplimiento a la Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y demás normas complementarias.
- Resolución Directoral N° 012-95-EM/DGE que aprueba la Directiva N° 001-95-EM/DGE que regula la solución de reclamos de usuarios del Servicio Público de Electricidad.

### **III. ALCANCES**

La presente norma es de aplicación imperativa para el suministro de servicios relacionados con la generación, transmisión y distribución de la electricidad sujetos a regulación de precios y de aplicación supletoria de la voluntad de las partes para aquel suministro que, conforme a Ley, pertenece al régimen de libertad de precios. En este último caso, las partes relevantes de la Norma que no estén contempladas expresamente en contratos de suministro de servicios serán aplicadas supletoriamente.

El control de la calidad de los servicios eléctricos se realiza en los siguientes aspectos:

#### **a) Calidad de Producto:**

- Tensión;
- Frecuencia;
- Perturbaciones (Flicker y Tensiones Armónicas).

**b) Calidad de Suministro:**

- Interrupciones.

**c) Calidad de Servicio Comercial:**

- Trato al Cliente;
- Medios de Atención;
- Precisión de Medida.

**d) Calidad de Alumbrado Público:**

- Deficiencias del Alumbrado.

Cuando en el texto de esta norma se empleen los términos “Ley”, “Reglamento”, “Norma” y “Autoridad” se deberá entender que se refieren a la Ley de Concesiones Eléctricas, a su Reglamento, a la presente Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y al Organismo Supervisor de Inversión en Energía -OSINERG-, respectivamente.



# **NORMAS REGLAMENTARIAS DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS**

## **TÍTULO PRIMERO**

### **1. DISPOSICIONES GENERALES**

**1.1** En la presente Norma se establecen los aspectos, parámetros e indicadores sobre los que se evalúa la Calidad del Servicio de la Electricidad. Se especifica la cantidad mínima de puntos y condiciones de medición. Se fijan las tolerancias y las respectivas compensaciones y/o multas por incumplimiento. Asimismo, se establecen las obligaciones de las entidades involucradas directa o indirectamente en la prestación y uso de este servicio en lo que se refiere al control de la calidad.

**1.2** Se entiende por Suministrador a la entidad que provee un servicio o un suministro de energía a otra entidad o a un usuario final del mercado libre o regulado; y se entiende por Cliente a todo usuario o entidad que recibe un servicio o un suministro de energía para consumo propio o para la venta a terceros. Se entiende por Terceros a todos aquéllos que, sin participar directamente de un acto particular de compraventa de un servicio eléctrico, están conectados al sistema, participan en las transferencias de energía o influyen en la calidad de ésta.

**1.3** Los indicadores de calidad evaluados de acuerdo a la Norma, miden exclusivamente la calidad de producto, suministro, servicio comercial y alumbrado público que entrega un Suministrador a sus Clientes. Éstos no son indicadores de performance de los actores del sector eléctrico. De requerirse indicadores de performance de un Suministrador, éstos se calculan excluyendo los efectos de las fallas que no le sean imputables.

## TÍTULO SEGUNDO

### 2. ETAPAS DE APLICACIÓN DE LA NORMA

Se fijan estándares de calidad para el servicio de la electricidad y el alumbrado público que rigen desde la fecha de entrada en vigencia de la Norma. La adecuación de las entidades involucradas en la prestación de este servicio, se lleva a cabo en tres (3) etapas consecutivas en las que las compensaciones y/o multas por incumplimiento se incrementan gradualmente.

**2.1. Primera Etapa.-** Tiene una duración de un (1) año y seis (6) meses y comienza al entrar en vigencia la Norma. En esta etapa, las entidades involucradas en la prestación del servicio están obligadas a:

- a) Adquirir equipos e instalar la infraestructura necesaria para la medición y registro de los parámetros de la Calidad de Producto, Calidad de Suministro, Calidad de Servicio Comercial y Calidad de Alumbrado Público a controlar; excepto en aquellos casos que, por mandato explícito de la Norma, puedan implementarse en etapas posteriores.
- b) Implementar todos los medios necesarios para garantizar la calidad del servicio comercial que les compete.
- c) Implementar todos los medios de registro necesarios y organizar todos los mecanismos de procesamiento de la información:
  - Para el cálculo de los indicadores;
  - Para la comparación con los estándares de calidad; y
  - Para la transferencia, a la Autoridad, de la información requerida por ella.

Esto incluye las bases de datos especificadas por la Norma. Tratándose exclusivamente de la base de datos que contenga el esquema de alimentación de un Suministrador a cada uno de sus Clientes en baja tensión, como se detalla más adelante, su implementación puede prolongarse hasta antes de finalizar la Segunda Etapa. En este caso, se debe probar, al finalizar la primera etapa, que se ha logrado un avance mínimo real del 30% en su implementación, con lo que se dará por autorizado.

- d) Efectuar una campaña piloto de medición y registro de las variables que intervienen en el cálculo de los indicadores de calidad; calcular los indicadores; y actuar sobre ellos para mejorar la calidad, de ser necesario.
- e) Presentar, dentro de los primeros seis (6) meses, un Programa de Adecuación a la Norma que comprenda los puntos mencionados en los párrafos anteriores. La duración de estos programas queda circunscrita a esta Primera Etapa. La Autoridad debe pronunciarse dentro de los quince (15) días calendario de presentado el programa. En caso contrario, se tendrá por aprobado. Las observaciones de la Autoridad deben ser subsanadas en un plazo máximo de quince (15) días calendario.

Las transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad no dan lugar a compensaciones y/o multas durante esta etapa.

**2.2 Segunda Etapa.-** Tiene una duración de un (1) año y seis (6) meses calendario y comienza inmediatamente después de finalizada la Primera.

El incumplimiento con los plazos y Programas de Adecuación planteados en la Primera Etapa da lugar a las sanciones establecidas en la Ley, su Reglamento y normas complementarias.

Las transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad dan lugar a compensaciones y/o multas de acuerdo a procedimientos establecidos en la Norma.

**2.3 Tercera Etapa.-** Tiene una duración indefinida y comienza inmediatamente después de finalizada la Segunda.

Las transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad dan lugar a compensaciones y/o multas de acuerdo a procedimientos establecidos en la Norma.

## **TÍTULO TERCERO**

### **3. OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR, DEL CLIENTE Y DE TERCEROS**

**3.1** El Suministrador es responsable de prestar, a su Cliente, un servicio con un nivel de calidad satisfactorio de acuerdo a las exigencias establecidas en la Norma. Son obligaciones del Suministrador:

- a) Para el caso de entidades que suministran o comercializan electricidad, realizar las inversiones y cubrir los costos de adquisición e instalación de equipos, mediciones y registros. Las entidades que provean el servicio de transmisión o sean propietarios de redes de acceso libre, utilizarán las mediciones y registros que les deben ser entregados por quienes suministran o comercializan electricidad a través de sus redes.
- b) Cubrir los costos que demande el cálculo de indicadores de calidad, cálculo de compensaciones y los mecanismos de transferencia de información a la Autoridad;
- c) Proporcionar a la Autoridad, con veracidad, toda la información, procesada o no, que ella solicite para el control de la calidad, así como brindar las facilidades y los medios necesarios que le permitan la verificación de la misma, y cualquier actividad necesaria para determinar el nivel de calidad del servicio eléctrico que suministre;
- d) Pagar a su Cliente, dentro de los plazos establecidos, las compensaciones respectivas por incumplimiento con la calidad del servicio eléctrico, independientemente de que la mala calidad se deba a deficiencias propias o ajenas, salvo casos de fuerza mayor;
- e) Abonar el importe de las multas que la Autoridad le aplique;
- f) Informar sobre las obligaciones de sí mismo, como Suministrador, a todos sus Clientes en nota adjunta a las facturas correspondientes a los meses de enero y julio de cada año.

**3.2** Todo Suministrador es responsable ante otros Suministradores por las interrupciones y perturbaciones que él o un Cliente suyo inyecte en la red afectando los intereses de los otros Suministradores, los mismos que serán compensados según la Norma.

**3.3** Los Suministradores que por mandato de los Artículos 33° y 34° de la Ley están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, son responsables ante sus Clientes, con respecto a este servicio, por el deterioro que la operación de sus instalaciones origina en la calidad de la electricidad del sistema, en lo referente a interrupciones y/o perturbaciones, imputables a ellos. Dichos Suministradores son responsables ante aquellos Clientes por las compensaciones que estos últimos efectúen a terceras partes; compensaciones cuya causa probada sea estrictamente las interrupciones y la emisión de perturbaciones que excedan las tolerancias establecidas en la Norma.

**3.4** La calidad del servicio eléctrico a Clientes libres, los límites de emisión de perturbaciones de estos Clientes y las compensaciones a que hubiere lugar deben ser fijados por contrato. Los contratos de suministro de energía, para el mercado libre y para el

mercado del Servicio Público de Electricidad, deben incluir condiciones que permitan al Suministrador controlar las perturbaciones propias y aquellas que un Cliente suyo pudiera introducir en el sistema y por las cuales, el Suministrador es responsable. Los contratos para la utilización de instalaciones de transmisión, transformación, distribución y/o compensación, también deben incluir condiciones equivalentes. Supletoriamente se aplican las especificaciones de la Norma.

**3.5** En caso de transferencias de energía, en condiciones de mala calidad, desde un Comité de Operación Económica del Sistema (COES) o entre integrantes de un COES, este Comité está obligado a investigar e identificar a los miembros responsables por el incumplimiento con la calidad de producto y suministro y de garantizar las retribuciones respectivas a los Suministradores afectados para resarcirlos de las compensaciones pagadas a sus Clientes por faltas ajenas. Tratándose de casos en los que es difícil o imposible identificar a los responsables, todos los miembros del COES asumen la responsabilidad solidariamente, a excepción de aquellos cuya intervención en la deficiencia sea manifiestamente imposible.

**3.6** Todo Cliente es responsable ante su Suministrador por aquellas perturbaciones que inyecte en la red excediendo las tolerancias establecidas de acuerdo a la Norma. El Cliente será notificado de este hecho por su Suministrador, luego que éste haya comprobado fehacientemente la falta del Cliente. El hecho será simultáneamente comunicado a la Autoridad debiendo adjuntar prueba sustentatoria.

**3.7** A partir de la Segunda Etapa, los Clientes tienen un plazo máximo de sesenta (60) días calendario contados desde la notificación, por parte de su Suministrador, para mejorar sus niveles de emisión de perturbaciones. Al cabo de este plazo, su Suministrador queda facultado a suspenderle el servicio.

**3.8** Durante el plazo a que se hace referencia en el numeral anterior, el Cliente es responsable ante su Suministrador por las compensaciones que éste efectúe a terceras partes, y cuya causa probada sea estrictamente la emisión de perturbaciones que excedan las tolerancias establecidas para el Cliente.

**3.9** Se considera como prueba fehaciente de la emisión de perturbaciones por parte de un Cliente a los resultados de un proceso de medición tal como lo establece la Norma.

## TÍTULO QUINTO

### 5. CALIDAD DE PRODUCTO

**5.0.1** La Calidad de Producto suministrado al Cliente se evalúa por las transgresiones de las tolerancias en los niveles de tensión, frecuencia y perturbaciones en los puntos de entrega. El control de la Calidad de Producto se lleva a cabo en períodos mensuales, denominados “Períodos de Control”.

**5.0.2** De acuerdo a lo especificado en cada caso, con equipos de uso múltiple o individuales, se llevan a cabo mediciones independientes de cada parámetro de la Calidad de Producto. El lapso mínimo de medición de un parámetro es de siete (7) días calendario continuos, con excepción de la frecuencia cuya medición es permanente durante el Período de Control. A estos períodos se les denomina “Períodos de Medición”.

**5.0.3** En cada Período de Medición, los valores instantáneos de los parámetros de la Calidad de Producto son medidos y promediados por intervalos de quince (15) minutos para la tensión y frecuencia, y diez (10) minutos para las perturbaciones. Estos períodos se denominan “Intervalos de Medición”. En el caso de las variaciones instantáneas de frecuencia los “Intervalos de Medición” son de un (1) minuto.

**5.0.4** Si en un Intervalo de Medición se comprueba que el indicador de un determinado parámetro está fuera de los rangos tolerables, entonces la energía o potencia entregada durante ese intervalo se considera de mala calidad. En consecuencia, para el cálculo de compensaciones se registran los valores medidos de los parámetros de control y se mide o evalúa la energía entregada en cada Intervalo de Medición separadamente.

**5.0.5** Las compensaciones se calculan en función a la potencia contratada o energía entregada al Cliente por su Suministrador en condiciones de mala calidad.

**5.0.6** Cuando se detecten deficiencias en la Calidad del Producto, en una Etapa, y éstas persistan en una posterior, las compensaciones se calculan en función a las compensaciones unitarias y potencias contratadas o cantidades de energía suministradas en condiciones de mala calidad correspondientes a cada Etapa.

**5.0.7** Las compensaciones se aplican separadamente para diferentes parámetros de control de la calidad sobre el mismo producto entregado, si este fuera el caso; y se siguen aplicando mensualmente hasta que se haya subsanado la falta y a través de un nuevo Período de Medición, se haya comprobado que la Calidad de Producto satisface los estándares fijados por la Norma.

#### 5.1 TENSIÓN

**5.1.1 Indicador De Calidad.-** El indicador para evaluar la tensión de entrega, en un intervalo de medición (k) de quince (15) minutos de duración, es la diferencia ( $\Delta V_k$ ) entre la media de los valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en el punto de entrega ( $V_k$ ) y

el valor de la tensión nominal ( $V_N$ ) del mismo punto. Este indicador está expresado como un porcentaje de la tensión nominal del punto:

$$\Delta V_k (\%) = (V_k - V_N) / V_N \cdot 100\%; \text{ (expresada en: \%)} \dots\dots\dots (\text{Fórmula N}^\circ 1)$$

**5.1.2 Tolerancias.-** Las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía, en todas las Etapas y en todos los niveles de tensión, son de hasta el  $\pm 5.0\%$  de las tensiones nominales de tales puntos. Tratándose de redes secundarias en servicios calificados como Urbano-Rurales y/o Rurales, dichas tolerancias son de hasta el  $\pm 7.5\%$ .

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si la tensión se encuentra fuera del rango de tolerancias establecidas en este literal, por un tiempo superior al cinco por ciento (5%) del período de medición.

**5.1.3 Compensaciones por mala calidad de tensión.-** Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad del producto no satisface los estándares fijados en el numeral 5.1.2 de la Norma. Las compensaciones se calculan, para el Período de Medición, en función a la energía entregada en condiciones de mala calidad en ese período, a través de las fórmulas que aparecen a continuación.

$$\text{Compensaciones Por Variaciones De Tensión} = \sum_p a \cdot A_p \cdot E(p) \dots\dots\dots (\text{Fórmula N}^\circ 2)$$

Donde:

- p.- Es un Intervalo de Medición en el que se violan las tolerancias en los niveles de tensión.
- a.- Es la compensación unitaria por violación de tensiones:
  - Primera Etapa:  $a=0.00$
  - Segunda Etapa:  $a=0.01$  US\$/kWh
  - Tercera Etapa:  $a=0.05$  US\$/kWh
- $A_p$ .- Es un factor de proporcionalidad que está definido en función de la magnitud del indicador  $\Delta V_p (\%)$ , medido en el intervalo p, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla N° 1

Indicador $\Delta V_p$ (%)	Todo Servicio $A_p$	Red Sec. Rural* $A_p$
$5.0 <  \Delta V_p  \leq 7.5$	1	-
$7.5 <  \Delta V_p  \leq 10.0$	6	1
$10.0 <  \Delta V_p  \leq 12.5$	12	12
$12.5 <  \Delta V_p  \leq 15.0$	24	24
$15.0 <  \Delta V_p  \leq 17.5$	48	48
$ \Delta V_p  > 17.5$	96	96

\* Se refiere a las redes secundarias (Baja Tensión) en los servicios calificados como Urbano-Rurales y Rurales.

**E(p)**- Es la energía en kWh suministrada durante el intervalo de medición p.

**5.1.4 Control.**- El control se realiza a través de mediciones monofásicas o trifásicas, según corresponda al tipo de Cliente, por medio de equipos registradores cuyas especificaciones técnicas hayan sido aprobadas por la Autoridad. La muestra mensual debe garantizar por lo menos el siguiente número de lecturas válidas:

- a) Una (1) por cada doce (12) de los puntos de entrega a Clientes con suministros en muy alta, alta y media tensión.
- b) Una (1) por cada tres mil (3000) de los puntos de entrega a Clientes en baja tensión atendidos por la empresa distribuidora, con un mínimo de doce (12). La Autoridad puede requerir hasta un diez por ciento (10%) de mediciones adicionales con lecturas válidas sobre esta cantidad. En la selección de puntos se considera la proporción de mediciones monofásicas y trifásicas equivalente a la proporción de tales suministros en baja tensión que atiende el Suministrador.

**5.1.5** La energía entregada a los Clientes en condiciones de mala calidad se evalúa o mide en los puntos de entrega respectivos, integrándola por intervalos de quince (15) minutos.

**5.1.6** Las fases de todos los sistemas trifásicos deben estar balanceadas y equilibradas; por lo que, ubicada una deficiencia de voltaje en un punto de medición en baja tensión, sea éste un suministro monofásico o trifásico, son objeto de compensación todos aquellos Clientes con suministros monofásicos y/o trifásicos que se encuentran en la(s) parte(s) del ramal "aguas-arriba" o "aguas-abajo", según sea el caso, desde e incluido el Cliente en cuyo punto de entrega se realizó la medición.



## TÍTULO SEXTO

### 6. CALIDAD DE SUMINISTRO

#### 6.1 INTERRUPCIONES

La Calidad de Suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los Clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio.

**6.1.1** Para evaluar la Calidad de Suministro, se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas. El Período de Control de interrupciones es de seis (6) meses calendario de duración.

**6.1.2** Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega. Las interrupciones pueden ser causadas, entre otras razones, por salidas de equipos de las instalaciones del Suministrador u otras instalaciones que lo alimentan, y que se producen por mantenimiento, por maniobras, por ampliaciones, etc., o aleatoriamente por mal funcionamiento o fallas; lo que incluye, consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente. Para efectos de la Norma, no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por la Autoridad.

**6.1.3 Indicadores De La Calidad De Suministro.-** La Calidad de Suministro se evalúa utilizando los siguientes dos (2) indicadores que se calculan para Períodos de Control de un semestre.

**a) Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre (N)**

Es el número total de interrupciones en el suministro de cada Cliente durante un Período de Control de un semestre:

$N = \text{Número de Interrupciones}$ ; (*expresada en: interrupciones/semestre*).

**b) Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D)**

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al Cliente durante un Período de Control de un semestre:

$$D = \sum(K_i * d_i); \text{ (*expresada en: horas*)} \dots \dots \dots \text{(Fórmula N° 13)}$$

Donde:

$d_i$ - Es la duración individual de la interrupción  $i$ .

$K_i$ - Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:

- Interrupciones programadas en redes\* :  $K_i = 0.5$
- Otras :  $K_i = 1.0$

\*El término "Interrupciones programadas" se refiere exclusivamente a mantenimiento o ampliación de redes, programadas oportunamente, y notificadas a los Clientes con una

anticipación mínima de cuarenta y ocho (48) horas, con horas precisas de inicio y culminación de trabajos.

**6.1.4 Tolerancias.-** Las tolerancias en los indicadores de Calidad de Suministro para Clientes conectados en distinto nivel de tensión son:

**Número de Interrupciones por Cliente (N')**

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión : 02 *Interrupciones/semestre*
- Clientes en Media Tensión : 04 *Interrupciones/semestre*
- Clientes en Baja Tensión : 06 *Interrupciones/semestre*

**Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D')**

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión : 04 *horas/semestre*
- Clientes en Media Tensión : 07 *horas/semestre*
- Clientes en Baja Tensión : 10 *horas/semestre*

**6.1.5** Tratándose de Clientes en baja tensión en servicios calificados como Urbano-Rurales, los valores límite de la Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D') son incrementados en un 100%; y tratándose de servicios calificados como Rurales, son incrementados en 250%.

**6.1.6 Compensaciones por mala calidad de suministro.-** Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad del servicio no satisface los estándares fijados en los numerales 6.1.4 ó 6.1.5 de la Norma, según corresponda.

**6.1.7** Las compensaciones establecidas en esta Norma son complementarias a las de los artículos 57° y 86° de la Ley y 131° y 168° del Reglamento. En consecuencia, de los montos de las compensaciones por mala calidad de suministro, calculadas de acuerdo a esta Norma, se descuentan aquellos montos pagados conforme a los artículos 57° y 86° de la Ley y 131° y 168° del Reglamento, abonándose la diferencia, al Cliente, por la mala calidad de suministro eléctrico recibido.

**6.1.8** Las compensaciones se calculan semestralmente en función de la Energía teóricamente No Suministrada (ENS), el Número de interrupciones por Cliente por semestre (N) y la duración total acumulada de interrupciones (D), de acuerdo a las siguientes fórmulas:

**Compensaciones Por Interrupciones = e • E • ENS.....(Fórmula N° 14)**

Donde:

**e.-** Es la compensación unitaria por incumplimiento con la Calidad de Suministro, cuyos valores son:

- Primera Etapa: e=0.00
- Segunda Etapa: e=0.05 US\$/kWh
- Tercera Etapa: e=0.95 US\$/kWh

**E.-** Es el factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores de calidad de suministro y está definido de la siguiente manera:

$$E = [1 + (N - N')/N' + (D - D')/D'] \dots\dots\dots(\text{Fórmula N}^\circ 15)$$

Las cantidades sin apóstrofe representan los indicadores de calidad; mientras que las que llevan apóstrofe representan los límites de tolerancia para los indicadores respectivos. El segundo y/o tercer término del miembro derecho de esta expresión serán considerados para evaluar las compensaciones, solamente si sus valores individuales son positivos. Si tanto N y D están dentro de las tolerancias, el factor E no se evalúa y asume el valor cero.

**ENS.-** Es la Energía teóricamente No Suministrada a un Cliente determinado, y se calcula de la siguiente manera:

$$ENS = ERS / (NHS - \sum d_i) \cdot D; \text{ (expresada en: kWh)} \dots\dots\dots(\text{Fórmula N}^\circ 16)$$

Donde:

- ERS : Es la Energía Registrada en el Semestre.
- NHS : Es el Número de Horas del Semestre.
- $\sum d_i$  : Es la duración total real de las interrupciones ocurridas en el semestre.

**6.1.9 Control.-** Se evalúa la calidad de suministro para todo punto de entrega, debiendo registrarse en la correspondiente base de datos, toda falta de fluido eléctrico, cuya causa es conocida o desconocida por el Cliente y programada o no por el Suministrador. La duración se calcula desde el momento de la interrupción hasta el restablecimiento del suministro de manera estable. Las compensaciones se calculan, en todos los casos, para cada Cliente.

**6.1.10** La determinación del Numero de Interrupciones (N) y la Duración Total Ponderada de Interrupciones (D) por Cliente se lleva a cabo:

- a) Para todos los puntos de suministro a Clientes en muy alta y alta tensión;
- b) Para todos los puntos de suministro a Clientes en media tensión en función de los alimentadores o secciones de alimentadores a los que están conectados;
- c) Para todos los puntos de suministro a Clientes en baja tensión en función de los alimentadores o secciones de alimentadores a los que están conectados. En este caso, el control se lleva a cabo por fase.

Los equipos necesarios para llevar a cabo automáticamente las mediciones a que se hacen referencia en el punto a) se implementan durante la Etapa I.

Donde no existan, o en tanto no se hayan instalado, equipos que permitan identificar claramente el inicio y final de las interrupciones, su detección se lleva a cabo: i) A través del registro de llamadas telefónicas de Clientes afectados, ii) A través de la revisión de los registros de parámetros de la calidad de producto, y/o iii) A través del análisis de cualquier o cualesquiera otro(s) registro(s) del Cliente o Suministrador que permita detectarlas inequívocamente.

Los Suministradores y Clientes proveen a la Autoridad, a solicitud de ésta, la información sustentatoria para cada caso.

**6.1.11** Las interrupciones que ocurren en un ramal o sección de línea en media o baja tensión son registradas del siguiente modo:

- a) Si la interrupción fue producida por el Suministrador, se registra la hora de inicio de las maniobras de desconexión;
- b) Si la interrupción fue imprevista, se adopta como hora de inicio: i) El momento en que se produjo la primera llamada telefónica de un Cliente perjudicado con la interrupción; ii) El momento en que el Suministrador toma conocimiento del hecho; o iii) El momento en que realmente se produjo, si queda manifiestamente probado. De las tres alternativas, la que determine el inicio de la interrupción primero en el tiempo.

En todos los casos, se considera como hora final de la interrupción, aquélla en la que se restableció el suministro de manera estable.

El suministrador está obligado a identificar y a compensar a todos los clientes perjudicados con la interrupción.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] KUNDUR, P., *Power System Stability and Control*, New York, McGraw-Hill Inc., 1994
- [2] PAUL, J. P., LÉOST, J. Y., TESSERON, J. M., "Survey of the Secondary Voltage Control in France: Present Realization and Investigations", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 2, No. 2, pp. 505-511, May 1987.
- [3] CORSI, S., MARANNINO, P., LOSIGNORE, N., MORESCHINI, G., PICCINI, G., "Coordination between the Reactive Power Scheduling Function and the Hierarchical Voltage Control of the EHV ENEL System," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 2, pp. 686-694, May 1995.
- [4] VU, H., PRUVOT, P., LAUNNAY, C., HARMAND, Y., "An Improved Voltage Control on Large-Scale Power System," *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 11. No. 3, pp. 1295-1303, August 1996.
- [5] FINK, L. H., VAN SON, P. J. M., "On System Control Within a Restructured Industry," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 2, pp. 611-616, May 1998.
- [6] LAGONOTTE, P., SABONNADIÈRE, J. C., LÉOST, J. Y., PAUL, J. P., "Structural Analysis of the Electrical System: Application to Secondary Voltage Control in France," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 4, No. 2, pp. 479-486, 1989.

- [7] SANCHÁ, J. L., FERNANDES, J. L., CORTES, J. T., "Secondary Voltage Control: Analysis Simulations Results for the Spanish Transmission System", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 2, pp. 630-638, 1996
- [8] THORP, J. S., ILIC-SPONG, M. VARGHESE, "An Optimal Secondary Voltage VAR Control Technique", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 4, No. 2. pp. 479-486, 1989
- [9] Manual de Programas ANAREDE e ANATEM de CEPEL.