

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**CÁLCULO DEL LÍMITE DE OPERACIÓN DE TAPS EN UN
SISTEMA RADIAL**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

LUIS OMAR DÍAZ CHÁVEZ

**PROMOCIÓN
2001 - I**

**LIMA – PERÚ
2006**

CÁLCULO DEL LÍMITE DE OPERACIÓN DE TAPS EN UN SISTEMA RADIAL

*Dedico este trabajo con
mucho cariño a mis padres Luis y Alcira
y hermanos Joel y Ronald
por el apoyo incondicional a mi carrera.*

SUMARIO

La aparición de un nuevo escenario, en la operación de los sistemas eléctricos de potencia, ha ocasionado preocupación en las entidades relacionadas a esta; pues el crecimiento de la demanda de energía, obliga a que las líneas eléctricas trabajen cada vez más cerca de la sobrecarga y por ende más susceptibles de sufrir fallas. Se realizará el control de la tensión y del despacho de potencia reactiva mediante la variación de los taps del transformador perteneciente a un sistema radial complementándose con el modelamiento de la carga. Este Informe está conformado por:

Capítulo I: Introducción – Se presenta una visión general de los problemas actuales en el planeamiento y operación de los sistemas eléctricos, además se especifica los objetivos buscados en este trabajo y de la metodología aplicada.

Capítulo II: Definición de Estabilidad de Sistemas de Potencia – Se describe el fenómeno de la estabilidad de sistemas de potencia, conceptos fundamentales y tipos de estabilidad.

Capítulo III: Definición del Problema de Estabilidad de Tensión – Descripción del fenómeno de estabilidad de tensión, teorías, métodos de solución y prevención de colapso.

Capítulo IV: Cálculo del Límite de Operación de Taps en un Sistema Radial – Se evaluará este límite, aumentando los diferentes modelos de carga, se incluye una compensación reactiva shunt. Desarrollo de la formulación respectiva y las gráficas - simulaciones.

Resultados – Se presenta un resumen de los resultados y gráficas obtenidas para las diferentes simulaciones realizadas.

Conclusiones y Anexos.

ÍNDICE

	Pág.
PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I	3
INTRODUCCIÓN	3
1.1 Objetivos	3
1.2 Generalidades	3
CAPÍTULO II	5
DEFINICIÓN DE ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA	5
2.1 Estabilidad de Sistemas de Potencia	5
2.2 Tipos de Estabilidad	7
2.2.1 Estabilidad Angular	9
a. Estabilidad Angular de pequeña señal	12
b. Estabilidad Angular transitoria	13
c. Factores que Influyen en la Estabilidad Angular Transitoria	13
2.2.2 Estabilidad de Tensión	14
a. Estabilidad de Tensión de pequeña perturbación	15
b. Estabilidad de Tensión de gran perturbación	15
2.2.3 Estabilidad de Frecuencia	16
2.3 Comentarios sobre la Clasificación	17
CAPÍTULO III	19
DEFINICIÓN DEL PROBLEMA DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN	19
3.1 Colapso de Tensión	19
3.2 Control Jerárquico de Tensiones	19
3.2.1 Control Primario	20
3.2.2 Control Secundario	20
3.2.3 Control Terciario	20
3.3 Metodología de Análisis de Estabilidad de Tensión y Colapso de Tensión	21

3.3.1	Introducción	21
3.3.2	Metodología	23
3.4	Análisis Dinámico del Fenómeno de Colapso de Tensiones	24
3.4.1	Análisis Frente a Pequeñas Perturbaciones	26
3.4.2	Análisis no Lineal	28
3.5	Análisis Estático del Fenómeno de Colapso de Tensiones	28
3.5.1	Análisis Basado en Sensibilidad	30
3.5.2	Análisis Basado en Soluciones de Flujo de Carga	31
3.6	Métodos para Detectar y Prevenir el Colapso de Tensión	32
3.6.1	Cálculo de Índices de Proximidad	32
a.	Índices Basado en Sensibilidades	32
b.	Índices Basado en la Desaparición de Soluciones del Flujo de Potencia	32
c.	Índices Basados en el Jacobiano del Flujo de Potencia	33
d.	Índices Basados en las Funciones de Lyapunov	34
3.7	Cálculo de Márgenes de Seguridad	34
3.7.1	Método de las Curvas	34
3.7.2	Métodos Direccionales	35
3.8	Cálculo de las Regiones de Seguridad	36
	CAPÍTULO IV	37
	CALCULO DEL LÍMITE DE OPERACIÓN DE TAPS EN UN SISTEMA RADIAL	37
4.1	Introducción	37
4.2	Análisis Analítico de los Efectos de los OLTCs	38
4.2.1	Barra Infinita con Carga de Potencia Constante	38
4.2.2	Barra Infinita con Carga de Corriente Constante	42
4.2.3	Barra Infinita con carga Resistiva Constante y carga sensible a la Tensión	45
	RESULTADOS	48
5.1	Barra Infinita con Carga de Potencia Constante	48
5.2	Barra Infinita con Carga de Corriente Constante	52
5.3	Barra Infinita con Carga Resistiva Constante y Sensible a la Tensión	55
	CONCLUSIONES	58
	ANEXOS	60
	ANEXO A: Caso de Carga de Potencia Constante (n Vs P)	61

ANEXO B: Caso de Carga de Potencia Constante (P Vs V)	63
ANEXO C: Caso de Carga de Corriente Constante	66
ANEXO D: Caso de Carga Resistiva y Sensible a la Tensión	68
ANEXO E: Paper “Investigacion sobre los Efectos de los Taps en el Colapso de Tensión”	70
BIBLIOGRAFÍA	88

PROLOGO

En los últimos años, la aparición de un nuevo escenario, en la operación de los sistemas eléctricos de potencia, ha ocasionado preocupación en las instituciones relacionadas a esta; pues el crecimiento de la demanda de energía, obliga a que las líneas eléctricas trabajen cada vez más cerca de la sobrecarga y por ende más susceptibles de sufrir fallas.

Esto es debido a la poca inversión en infraestructura de Generación y Transporte de energía, que de esta manera se ven obligados a operar cada vez mas cerca de sus límites de estabilidad, ocasionando así una fuerte preocupación por el fenómeno de estabilidad de tensión y el posible colapso.

El control de la tensión y del despacho de potencia reactiva ha adquirido cada vez más importancia debido a su influencia relevante en la satisfacción de requerimientos de niveles de seguridad, calidad, y economía, los cuales son parámetros a evaluar en un nuevo mercado eléctrico competitivo neoliberal.

La evaluación de la estabilidad de tensión de los sistemas eléctricos cuenta con la herramienta del modelamiento de la carga y de los equipos que la conforman, en el estado estacionario como en el estado dinámico, y con el incremento de los estudios y simulaciones de las posibles perturbaciones que pueden ocurrir y tienen la finalidad de evitar los comportamientos anormales que puedan desencadenar en colapso de tensión del sistema.

Este trabajo tiene como principal objetivo, analizar en un sistema eléctrico, el comportamiento de los Taps variables de los transformadores, al intentar reestablecer la tensión de la carga (estabilidad de tensión), el cual tienen un efecto importante en el *límite de transferencia de potencia* en líneas de transmisión, empleándose para esto los diferentes modelos de carga y de compensación de potencia reactiva, desde el punto de vista estático.

La metodología a usar para la realización de los cálculos en este informe, consistirá en desarrollar las ecuaciones de un circuito eléctrico modelo, para un estado estable, pero adaptando las características de los elementos que lo integran, para luego ser sometido a diferentes simulaciones computacionales, mediante el programa Matlab, dando como resultado las graficas a analizar.

Quiero agradecer a todos aquellos compañeros que con su opinión colaboraron en el desarrollo de este trabajo, y la increíble disposición por ayudar desinteresadamente.

Especialmente deseo agradecer a mi tutor, el Ingeniero Félix Gamarra Estrella por brindarme su constante apoyo y dedicación. Sus aportes conceptuales y sus constantes observaciones fueron un pilar importante para poder llevar a cabo este trabajo.

Así como también a mi alma mater UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA – FIEE por hacer realidad esta profesión.

Y finalmente a Dios...

CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN

1.1 Objetivo

El objetivo de este trabajo, es evaluar y analizar los efectos de los Taps variables bajo carga de los transformadores (OLTC; Traducido del ingles: On Load Tap Changer), en la estabilidad de tensión de un sistema eléctrico de potencia, al restablecer la tensión en la carga después de una perturbación; este análisis se realiza observando el comportamiento del *límite de transferencia de potencia* en las líneas de transmisión, para los diferentes modelos de carga y en presencia de una compensación shunt reactiva.

Este análisis es realizado utilizando técnicas estáticas convencionales y es por eso la gran ventaja, en lo que a tiempo de simulación computacional se refiere, contando, sin duda alguna, de la confiabilidad de los resultados que se obtienen de las metodologías dinámicas. Los resultados se muestran en graficas, que relacionan a las variables fundamentales versus la Tensión ó los índices de Tomas de transformadores (Taps).

Pudiéndose emplear este trabajo como el principio hacia nuevas investigaciones complementarias por realizar, sobre el comportamiento de los Taps variables.

1.2 Generalidades

Desde hace un tiempo atrás, se presenta en el planeamiento y operación de los sistemas eléctricos de potencia, un nuevo escenario de funcionamiento debido al incremento de la demanda (sobrecarga de las líneas eléctricas) y a las mayores distancias entre la carga y la generación, haciendo que las líneas de transmisión trabajen cada vez mas en sobrecarga a causa de políticas económicas mas que técnicas de las entidades eléctricas, afectando seriamente a la confiabilidad del sistema y por ende su estabilidad.

Existen varias referencias bibliográficas sobre este tema, en la cual se desarrollan las diferentes teorías, métodos y modelos de solución. Siendo entre los más importantes y elementales el libro de Carson W. Taylor, “Power System Voltaje Stability” [4], y el de P. Kundur, “Power System Stability and Control” [5], así como los papers desarrolladas por las instituciones especializadas como IEEE, CIGRE y además de los desarrollados en nuestra facultad FIEE-UNI [1], [2] y [3].

Las preocupaciones por la inestabilidad y colapso de tensión están obligando a las empresas eléctricas entender mejor este fenómeno de manera que se desarrollen las soluciones efectivas, eficaces y económicas al problema. Muchas empresas consideran la aplicación del despeje de carga, banco de condensadores, o del bloqueo/variación de Taps de los transformadores entre otras cosas, como las medidas de emergencia para combatir los problemas de inestabilidad de tensión. Sin embargo, existe la confusión con respecto a la viabilidad y efectividad de estas medidas bajo las condiciones de colapso de tensión.

Los temas de estabilidad y colapso de tensión son de vital importancia pues influye en la seguridad, calidad y economía, que origina la distribución óptima de los recursos de potencia reactiva para un buen suministro en un nuevo mercado eléctrico competitivo. Así como del control de la tensión, que es necesaria para la evaluación de costos de la potencia reactiva [2].

En este informe además, se encontrará un capítulo completo dedicado solo a la estabilidad de tensión de los sistemas de potencia, conceptos, métodos de análisis, modelos de carga.

También se presentará las referencias bibliográficas relacionadas a temas complementarios para nuevas investigaciones y así tener el estudio completo de los modelamientos de los demás componentes que conforman un sistema eléctrico de potencia.

CAPÍTULO II. DEFINICIÓN DE ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA

2.1 Estabilidad de Sistemas de Potencia

Es la habilidad de un sistema eléctrico (dada una condición inicial de operación), de recobrar un estado de equilibrio de operación después de ser sometido a un disturbio físico, con variables eléctricas del sistema: *tensión, corriente, frecuencia, etc.*, delimitadas a fin de que la integridad de esta sea conservada al pasar del tiempo y dentro de un rango de valores aceptables. La integridad del sistema es mantenida cuando prácticamente el total del sistema de potencia permanece intacto, sin salidas de generadores o cargas, excepto por aquellos grupos desconectados por los elementos en falla o de aquellas cargas intencionalmente despejadas para conservar la continuidad de operación del resto de sistema [5].

El sistema de potencia es un sistema altamente no lineal que opera bajo un escenario variable en cada instante; las cargas, la generación y parámetros claves de operación cambian continuamente. Cuando un sistema eléctrico es sometido a una perturbación, la estabilidad depende de la condición inicial de operación así como también de la naturaleza de la perturbación.

Además si es perturbado desde un estado de operación estable y es capaz de retornar en un tiempo aceptable a un estado operativo de régimen estable y seguro, significa entonces la existencia de un margen considerable entre el punto de operación después de la perturbación y el punto donde ocurre la inestabilidad.

Los sistemas de potencia están sometidos a una gran variedad de perturbaciones (disturbios), pequeña y gran perturbación. Las pequeñas perturbaciones o eventos de pequeña magnitud se presentan en forma de cambios de carga que ocurren continuamente

y pueden considerarse como normales dentro de la operación de estado estacionario del sistema; el sistema debe poder ajustarse a las condiciones cambiantes y operar satisfactoriamente, puede añadirse que es un evento para el cual es posible linealizar las ecuaciones diferenciales que describen al sistema, para propósitos de análisis. También los sistemas deben poder sobrevivir a numerosos disturbios de una naturaleza más severa o de gran perturbación, como corto circuito en una línea de transmisión, la salida intempestiva de un transformador, la pérdida de un generador grande o de un bloque importante de carga; además son eventos para los cuales las ecuaciones diferenciales que describen al sistema no pueden ser linealizadas para propósitos de análisis. Una gran perturbación puede conducir a cambios estructurales debido a la separación de los elementos fallados.

La respuesta del sistema de potencia ante un disturbio puede involucrar a muchos equipos que la conforman; por ejemplo, una falla en un elemento crítico seguido por su aislamiento realizado por los reles protectores, causará variaciones en los flujos de potencia, tensiones de las barras de la red y en la velocidad del rotores; las variaciones de tensión accionarán a los reguladores de tensión en la generación; las variaciones de velocidad en los generadores accionarán primero a los reguladores de velocidad; y las variaciones de tensión y de frecuencia afectarán a las cargas del sistema en diversos grados dependiendo de sus características individuales. Luego, los dispositivos, usados para proteger a los equipos individualmente pueden responder a las variaciones en las variables de sistema y causar la salida de este, por consiguiente debilitando al sistema y posiblemente conduciendo a un nuevo estado de estabilidad o inestabilidad.

En equilibrio, un sistema de potencia puede ser estable con relación a una (gran) perturbación dada, e inestable con relación a otro. Es impráctico y anti económico diseñar sistemas de potencia que pueda ser estable ante cada contingencia posible. Las contingencias del diseño son seleccionadas en base a una probabilidad razonablemente alta de ocurrencia. Por lo tanto, la estabilidad de gran perturbación siempre se refiere a un escenario especificado de disturbio. Un conjunto de puntos de equilibrio podría tener una región de atracción de tamaño variable. La evaluación de estabilidad de gran perturbación involucra efectos no lineales que dan un sistema de ecuaciones cuya linearización no es aplicable.

Si después de una perturbación transitoria (gran perturbación) el sistema de potencia es *estable*, alcanzará un estado nuevo de equilibrio prácticamente con el sistema completo intacto, es decir, con todos los generadores y cargas conectadas a través de un sistema de transmisión. Entonces las acciones de los controles automáticos y los operadores posiblemente humanos, restaurarán eventualmente el sistema en un estado normal. Por otra parte, si el sistema es *inestable*, dará como resultado una situación de salidas o caídas; por ejemplo en una inestabilidad ocurre un aumento progresivo en la separación angular de rotores de los generadores, una disminución progresiva en las tensiones de las barras o se podría inducir a interrupciones en forma de cascada y la salida de una porción importante del sistema de potencia.

Los sistemas de potencia están experimentando continuamente fluctuaciones de magnitudes pequeñas. Sin embargo, para evaluar la estabilidad cuándo esta sometido a un disturbio especificado, es usualmente válido dar por supuesto que el sistema está inicialmente en una condición operativa de estado estable.

2.2 Tipos de Estabilidad

La estabilidad de sistema de potencia es esencialmente un solo problema; sin embargo, las clases diversas de inestabilidades que un sistema de potencia puede experimentar no pueden ser correctamente entendidas tratándolo como tal. Entonces siendo complejo el problema, usualmente es necesario hacer asunciones y supuestos para simplificarlo, y de este modo focalizar el interés en los factores que influyen sobre el tipo específico de estabilidad. Por ello el entendimiento del problema de estabilidad en Sistemas de Potencia se ve facilitado por la clasificación de la Estabilidad en categorías. Estas categorías se han asociado con el sincronismo de los rotores y en otros casos con los fenómenos de control y estabilidad de tensión. Por lo tanto existen dos grandes tipos de estabilidad, la asociada al *Ángulo de los Rotores* y la asociada por el *comportamiento de la Tensión*, frente a las perturbaciones en las redes.

La clasificación, por consiguiente, es esencial para el análisis práctico y significativo de la solución de los problemas de estabilidad de los sistemas de potencia. En esta sección, proveemos una base para la clasificación de la estabilidad de sistema de potencia.

La clasificación de estabilidad de sistema de potencia se basa en las siguientes consideraciones:

- La naturaleza física del modo resultante de inestabilidad indicado por la variable principal del sistema en la cual la inestabilidad puede ser observada.
- El tamaño de la perturbación considerada, la cual afecta en el método más apropiado de cálculo y predicciones de estabilidad.
- Los dispositivos, procesos y el intervalo de tiempo que debe ser tomado en cuenta para la evaluación de la estabilidad.
- Método más apropiado para el cálculo o previsión de la estabilidad.

La figura 2.1 muestra el cuadro general del problema de estabilidad de sistema de potencia, identificando sus categorías y subcategorías en términos de las categorías previamente mencionadas. Se realizará las definiciones solo de los ítems importantes y necesarios para el desarrollo de este trabajo [5].

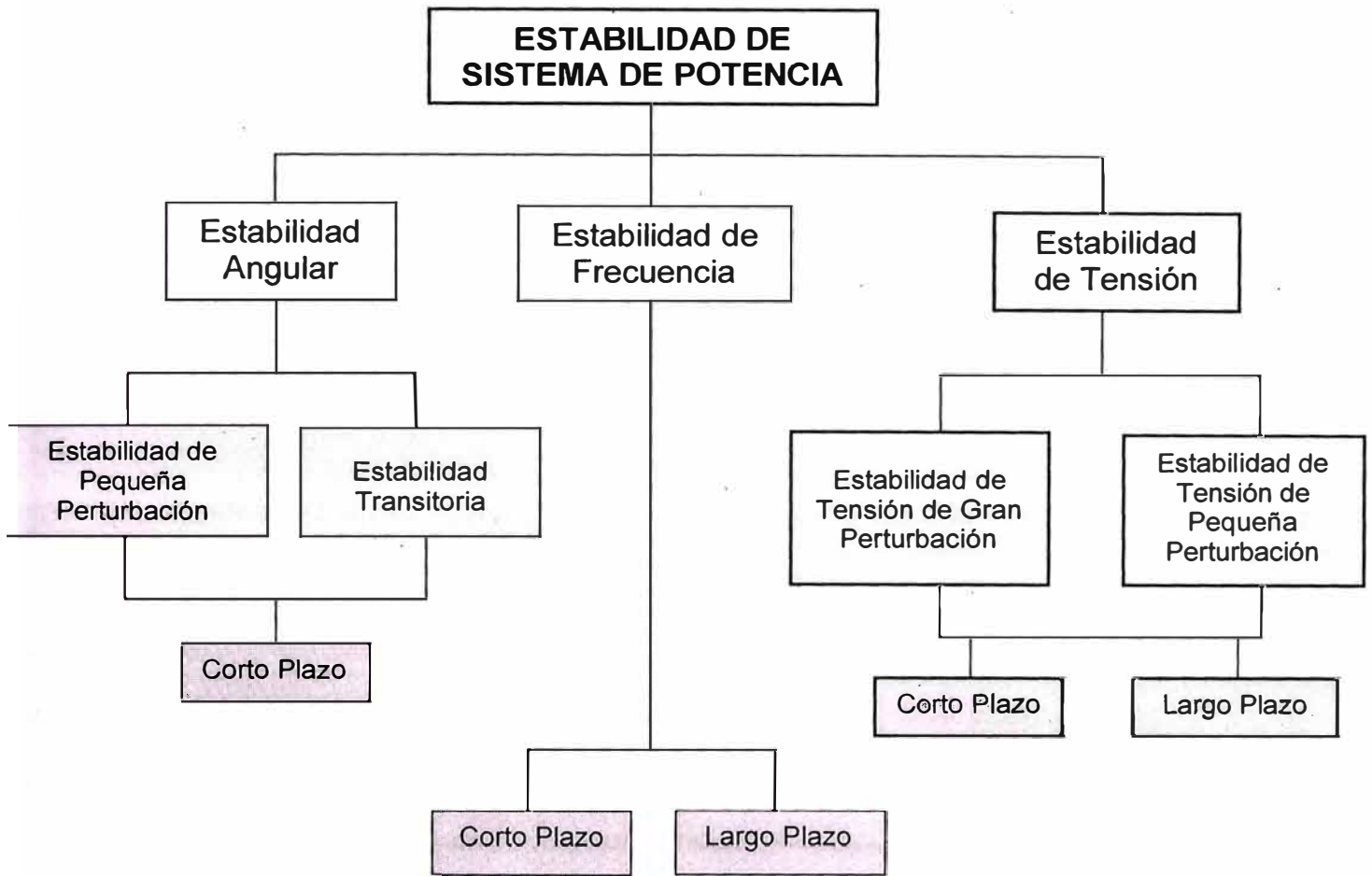


Fig 2.1 Clasificación de Estabilidad de Sistemas de Potencia

2.2.1 Estabilidad Angular

La *Estabilidad Angular del Rotor* es la habilidad de sincronismo de las máquinas síncronas interconectadas, de un sistema de potencia después de ser expuesta a un disturbio desde una condición inicial de operación. Depende de la habilidad para mantener el equilibrio entre la fuerza de torsión electromagnética y la fuerza de torsión mecánica de cada máquina síncrona en el sistema y así la velocidad permanece constante. La inestabilidad que puede resultar ocurre en forma de oscilaciones angulares crecientes de algunos generadores que llevan a la pérdida de sincronismo con otros generadores.

El problema de estabilidad angular involucra el estudio de las oscilaciones electromecánicas inherentes en los sistemas de potencia. Un factor fundamental en este

problema es la manera en la cual la generación de potencia de las máquinas síncronas varía con los cambios de ángulos del rotor. Bajo las condiciones de estado estable, hay equilibrio entre la torsión mecánica de entrada y torsión eléctrica de salida de cada generador y así la velocidad permanece constante. Si el sistema es perturbado, este equilibrio es alterado, dando como resultado la aceleración o la desaceleración de los rotores de las máquinas estando de acuerdo con las leyes de movimiento rotacional de un cuerpo. Si un generador se acelera temporalmente más rápido que otro, la posición angular de su rotor relativo al rotor de la máquina más lenta avanzará. La diferencia angular resultante traslada parte de la carga desde el generador más lento al generador más rápido, dependiendo de la relación de potencia-ángulo.

Esto tiende a reducir la diferencia de velocidad y por lo tanto la separación angular entre estos dos generadores. La relación potencia-ángulo es altamente no lineal y más allá de un cierto límite, un incremento en la separación angular está acompañado por una disminución en la transferencia de potencia; esto aumenta la separación angular y conduce a la inestabilidad debido a una salida causada por un sostenido desequilibrio de fuerza de torsión. Para cualquier situación dada, la estabilidad del sistema depende de la existencia de suficientes fuerzas de torsión restauradoras después de una perturbación.

La pérdida de sincronismo puede ocurrir entre un generador y el resto del sistema, o entre grupos de generadores, En el caso de generadores el sincronismo podrá ser mantenido en los sistemas aislados.

El cambio en el toque eléctrico de una máquina síncrona después de una perturbación puede ser resultado de dos componentes:

Componente de Torque Sincronizante, en fase con la perturbación angular del rotor.

Componente de Torque de Amortiguamiento, en fase con la desviación de velocidad.

La estabilidad de sistema depende de la existencia de ambos componentes de torsión para cada uno de las máquinas síncronas. La falta de suficiente torque sincronizante da como

resultado la inestabilidad no oscilatoria o aperiódica, considerando que la falta de torque de amortiguamiento da como resultado una inestabilidad oscilatoria del rotor.

Las variables a monitorear en este tipo de inestabilidad son los ángulos (relativos a una máquina de referencia) de los rotores de las máquinas que oscilan luego de una perturbación; si el sistema es estable las máquinas interconectadas permanecen *en sincronismo*, (estabilidad “de ángulo”).

Ángulo: Es aquel ángulo entre el campo magnético generado por el rotor y la reacción del inducido (frecuencia de la red), entonces aparece el torque electromagnético (potencia eléctrica transferida a la red).

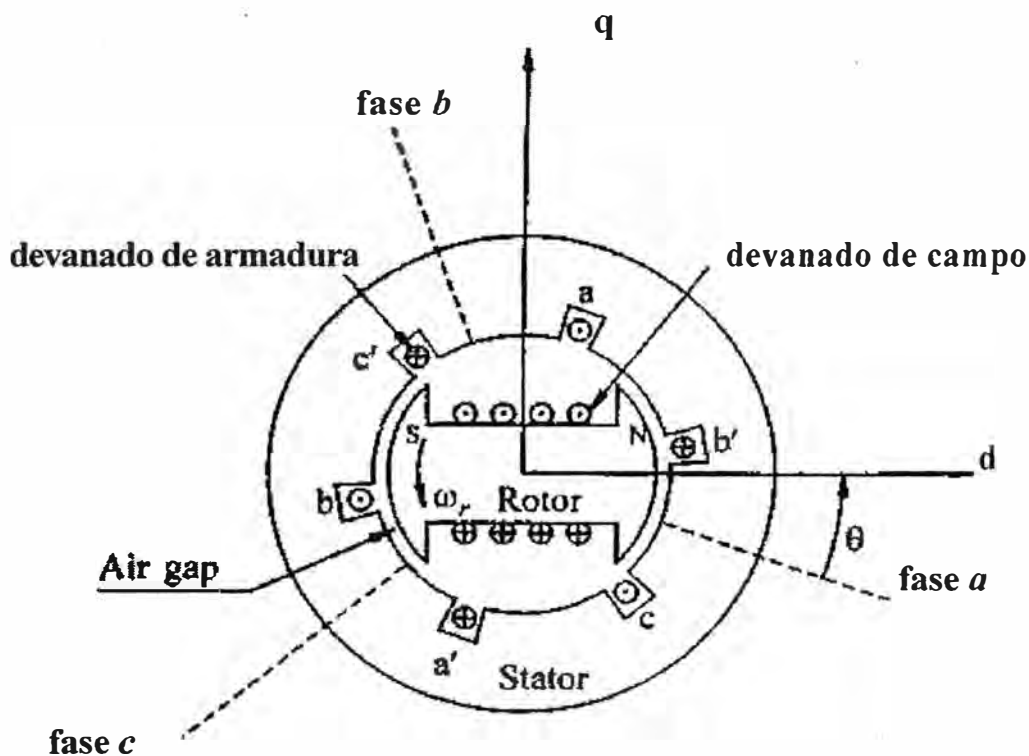


Fig 2.2 Diagrama esquemática de una máquina síncrona trifásica

Donde se cumple la siguiente relación de *potencia - ángulo* para un sistema radial:

$$P = \frac{E_G \cdot E_M \cdot \text{sen} \delta}{X_L}$$

Donde:

No hay transferencia para $\delta = 0^\circ$.

Transferencia máxima si $\delta = 90^\circ$.

Directamente proporcional a las tensiones, inversamente proporcional a la reactancia de la línea.

Para la facilidad en el análisis y tener una buena visión en la naturaleza de problemas de estabilidad angular, es importante la clasificación en términos de las siguientes dos categorías:

a. Estabilidad Angular frente a pequeña perturbación “inestabilidad a las pequeñas oscilaciones”

Conocida también como estabilidad permanente (estacionario), son pequeñas perturbaciones normales durante la operación del sistema, las cuales ocurren por la variación constante de las cargas o algunos factores externos. La linealización de las ecuaciones pertinentes, es posible al rededor de su punto de operación estable y así desarrollar la solución respectiva.

Lo que ocurre con las fuerzas internas dentro de los generadores, puede explicarse de la siguiente manera: cuando T_s (torque sincronizante) es insuficiente, ocurre la inestabilidad no oscilatoria o sea el ángulo del rotor “se escapa”. Pero esto no es ningún problema en los sistemas modernos ya que los reguladores de tensión modernos mantienen el torque sincronizante.

Cuando T_D (torque amortiguante) es insuficiente, ocurre la inestabilidad oscilatoria o sea depende particularmente de la influencia del diseño y ajuste de los sistemas de excitación.

Actualmente en los sistemas prácticos de potencia, el problema de estabilidad angular de pequeña perturbación es usualmente asociado con la amortiguación insuficiente de las oscilaciones. El tiempo de interés para los estudios de estabilidad de pequeña perturbación está en el orden de 10 a 20 segundos seguido de un disturbio. El problema de inestabilidad aperiódico ha sido mayormente eliminado por el uso de reguladores de tensión; sin

embargo, este problema todavía puede ocurrir cuando los generadores funcionan con excitación constante debido a la acción de limitadores automáticos del regulador de tensión.

b. Estabilidad Angular frente a gran perturbación “estabilidad transitoria”

El la habilidad de un sistema de potencia de mantenerse en sincronismo cuándo es sometido a perturbación severa, como por ejemplo un corto circuito, pérdida de generación o pérdida de una gran carga, involucra excursiones grandes de ángulo de rotor del generador y es influenciada por la relación no lineal del ángulo de potencia.

La estabilidad transitoria depende del estado inicial de operación del sistema, de la severidad y duración del disturbio. El tiempo de interés en los estudios de estabilidad transitoria está usualmente limitado de 3 a 5 segundos después de la perturbación. Puede extenderse hasta 10 segundos para los sistemas muy grandes con oscilaciones dominantes de inter-área.

Como esta identificado en la fig. 2.1, la estabilidad de pequeña perturbación así como también la estabilidad transitoria están clasificados en categorías como fenómenos de término cortos.

c. Factores que Influyen en la Estabilidad Angular Transitoria

De las discusiones presentadas en las secciones anteriores, podemos concluir que la estabilidad transitoria es dependiente de los siguientes factores:

De cuan cargado están los generadores.

De la potencia entregada por el generador durante la falla. Esto depende de la localización de la falla y el tipo de falla.

Del tiempo de eliminación de la falla.

De la reactancia del sistema de transmisión post-falla (X_L).

De la reactancia del generador. Una reactancia baja, aumenta la potencia máxima transmitida y reduce el ángulo inicial.

De la inercia del generador. Cuanto mayor sea la inercia, menor es la variación de ángulo. Esto hace reducir la energía cinética durante la falla.

De la magnitud de la tensión interna (E') del generador. Esto depende del sistema de excitación (E_G).

De la magnitud de la tensión de la barra infinita (E).

2.2.2 Estabilidad de Tensión

Estabilidad de tensión es la capacidad que tiene un sistema eléctrico de potencia de mantener invariable el módulo de las tensiones en las barras piloto del sistema, especificado por el control terciario (que será descrito en el capítulo siguiente), después de haber sido sometido el sistema a un disturbio en un punto de operación perteneciente al estado estacionario. Luego las variables a monitorear son las tensiones de las barras de la red o de la carga.

La caída progresiva en las tensiones de barras también puede ser asociada con el desfase angular del rotor. Por ejemplo, la pérdida de sincronismo de máquinas como ángulos del rotor entre dos grupos de máquinas cercanas de 180° causa rápida caída en las tensiones en puntos intermedios en la red cerca de una central eléctrica. En contraste, el tipo de caída sostenida de tensión que está relacionado con la inestabilidad de tensión involucra las cargas y pueden ocurrir donde la estabilidad angular del rotor no es un problema.

El factor principal que contribuye a la inestabilidad de tensión es usualmente la caída de tensión que ocurre con el flujo de potencia activa y reactiva a través de reactancias inductivas asociadas con la red de transmisión; esto limita la capacidad de transmisión de potencia por la red de transmisión. La fuerza motriz para la inestabilidad de tensión son las cargas; en respuesta a un disturbio, la potencia consumida por las cargas tiende a ser restaurado por la acción de reguladores de tensión de distribución, tomas de transformadores, motores, y termostatos. Las cargas recuperadas aumentan la presión en la red de alta tensión causando más reducción de tensión. Una situación de caída causa la inestabilidad de tensión cuando la carga dinámica intenta restaurar el consumo de potencia más allá de la capacidad de la red de transmisión y de la generación conectada, conduciendo a una condición de desequilibrio en la potencia reactiva.

Como en caso de la estabilidad angular, es útil para clasificar la estabilidad de tensión en las siguientes subcategorías:

a. Estabilidad frente a Pequeñas Perturbaciones “Estática”.

Referido a variaciones cuasi-estáticas de carga donde la capacidad de transferencia de una red se encuentra en régimen permanente; se emplea métodos estáticos no lineales como son el flujo de cargas (resolución del sistema de ecuaciones algebraico-diferenciales que modela al sistema de potencia) y también de las ecuaciones linealizadas para el análisis por consiguiente permitiendo la computación de valiosa información útil para identificar factores que influye en la estabilidad.

b. Estabilidad frente a grandes perturbaciones o “dinámica”.

Estabilidad afectada por la habilidad de un sistema para controlar las tensiones después de los disturbios grandes así como las fallas de sistema, pérdida de generación, o las contingencias del circuito. Esta habilidad es determinada por las características de la carga del sistema, las interacciones de los controles continuos y discretos y las protecciones. La determinación de estabilidad de tensión de gran perturbación requiere de la revisión de la respuesta no lineal del sistema de potencia sobre un período de tiempo suficiente como para capturar la actuación y las interacciones de tales dispositivos como motores, cambiadores de tomas del transformador de limitadores de corriente de campo de los generadores. El período de estudio de interés puede extenderse de algunos segundos a diez minutos.

Como se anotó anteriormente, el límite de tiempo de interés para los problemas de estabilidad de tensión pueden variar desde algunos segundos hasta diez minutos. Por consiguiente, la estabilidad de tensión puede ser un fenómeno de corto plazo o un fenómeno de largo plazo tal como es identificada en la Fig. 2.1.

Corto plazo:

Involucra la dinámica de los componentes de carga de actuación rápida como los motores de inducción, cargas controladas electrónicamente y convertidores HVDC. El período de estudio de interés está en el orden de varios segundos (0 a 10 segundos), y el análisis requiere de solución de las ecuaciones diferenciales apropiadas de sistema; esto es similar al análisis de estabilidad Angular del rotor.

Largo plazo:

Involucra a equipos más lentos de actuación como taps de transformadores, cargas controladas termostáticamente y limitadores de la corriente del campo de los generadores. El período de estudio de interés puede extenderse hasta varios minutos, y las simulaciones de largo plazo son requeridas para el análisis del funcionamiento dinámico del sistema. La estabilidad es usualmente determinada por la interrupción resultante de equipo, en lugar de la severidad del disturbio inicial; la inestabilidad es debida al punto de operación de estado estable post disturbio siendo pequeño disturbio inestable. En muchos casos, el análisis estático puede usarse para determinar los márgenes de estabilidad, identificar factores que influyen en la estabilidad, y puede examinar una gran variedad de condiciones del sistema y un gran número de escenarios de post contingencia.

2.2.3 Estabilidad de Frecuencia

La estabilidad de frecuencia involucra la habilidad de un sistema de potencia para mantener constante la frecuencia dentro de un rango nominal después de un trastorno severo del sistema dando como resultado un desequilibrio significativo entre la generación y la carga. La inestabilidad ocurre en forma de oscilaciones de frecuencia induciendo a salidas de unidades de generación y/o cargas.

Los trastornos severos del sistema generalmente dan como resultado excursiones grandes de frecuencia, flujo de potencia, tensión, y otras variables del sistema, estos procesos pueden ser muy lentos, o a condiciones extremas del sistema, como la salida de generadores por protección voltio/hertz. Generalmente, los problemas de estabilidad de frecuencia son asociados con inadecuadas,

respuestas del equipo, coordinación escasa de equipo de control y de protección, o reserva insuficiente de generación.

Sobre la inestabilidad de frecuencia, los tiempos característicos de los procesos y los dispositivos que son activados por los cambios grandes en la frecuencia y otras variables de sistema irán desde algunos segundos (correspondiente a las respuestas de dispositivos como las protecciones y los controles de los generadores) a varios minutos (correspondiente a las respuestas de dispositivos como los sistemas del suministro de energía de fuerza motriz y los reguladores de tensión de carga).

La estabilidad de frecuencia es afectada por la dinámica rápida así como también por la dinámica lenta, y el tiempo de interés puede extenderse de varios segundos a varios minutos. Por consiguiente, como se observa en la figura 2.1, que la estabilidad de frecuencia puede ser un fenómeno de corto plazo o un fenómeno de largo plazo. Un ejemplo de inestabilidad de frecuencia de corto plazo es la formación de una isla de baja generación con carga insuficiente de poca frecuencia, despeje de carga o algo semejante si la frecuencia decae rápidamente causando apagón de la isla después de algunos segundos. Por otra parte, las situaciones más complicadas en las que la inestabilidad de frecuencia aparece debido a los controles de sobre velocidad de una turbina de vapor o a la protección de un caldero/reactor y los controles que son fenómenos de mayor duración de tiempo yendo desde diez segundos a varios minutos.

2.3 Comentarios sobre la Clasificación

La clasificación de la estabilidad se ha basado en varias consideraciones a fin de adecuarlo conveniente para la identificación de sus causas, la aplicación de las herramientas adecuadas de análisis, y el desarrollo de medidas correctivas para un problema específico de estabilidad. En cualquier situación dada, ningún tipo de inestabilidad puede ocurrir en su forma pura; Cuando los sistemas fallan una forma de inestabilidad finalmente puede conducir a otra forma. Sin embargo, distinguir entre formas diferentes es importante para entender las causas fundamentales del problema y así desarrollar el diseño y los procedimientos operativos correctos.

Mientras la clasificación de estabilidad de sistema de potencia sea un medio efectivo y conveniente para ocuparse de las complejidades del problema, la estabilidad global del sistema siempre debe ser recordada. Las soluciones para los problemas de estabilidad de una categoría no deberían ser a expensa de otro. Es imprescindible considerar todos los aspectos de los fenómenos de estabilidad, y cada aspecto desde más de un punto de vista.

CAPÍTULO III

DEFINICIÓN DEL PROBLEMA DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN

3.1 Colapso de Tensión

Un sistema de potencia se dice que está en colapso de tensión cuando ocurre una inestabilidad del sistema, en la que intervienen los diferentes elementos de la red (carga, controles, generación, etc.) y sus variables eléctricas asociadas. Este fenómeno se presenta generalmente en sistemas de potencia que están fuertemente cargados, operando en condiciones de falta y/o pérdidas importantes de energía reactiva.

Generalmente el colapso de tensión esta asociado con los incrementos o cambios en la naturaleza de la carga y/o la presencia de motores fuertemente cargados que requieren un aumento en la demanda de potencia reactiva, que no siempre puede satisfacerse debido a los limites que existen en los dispositivos de control o la capacidad de la línea de transmisión. El colapso de tensión puede ser total o parcial.

3.2 Control Jerárquico de Tensiones

En la definición anterior de Estabilidad de Tensión se hizo referencia del control terciario, este concepto apareció como consecuencia de la complejidad del control de tensiones y potencia reactiva, que obligó a descomponer en niveles jerárquicos de control [3], básicamente la estructura de control esta compuesta de 3 niveles jerárquicos de control y cada nivel con dinámica de actuación diferente y objetivos diferentes, basados en el control de las dos variables de estado más importantes, que es el control de la Frecuencia-Potencia Activa y el control de la Tensión-Potencia Reactiva.

3.2.1 Control Primario

Tiene por objeto corregir de forma inmediata y automática los desequilibrios instantáneos entre generación y consumo, y es generalmente suministrado por los generadores, el ajuste debe realizarse en segundos (entre 1 y 2 seg.) y mediante los reguladores automáticos de tensión o la potencia generada, evitando que el evento alcance proporciones mayores. El área de actuación llega hasta los terminales de la generación y actúan durante pequeñas y grandes perturbaciones.

3.2.2 Control Secundario

Este control es de respuesta más lenta que el anterior, con una actuación del orden de pocos minutos y abarca un área de control denominado región de control. Esta región de control está constituido por varias zonas de control que está formada por un conjunto de barras vecinas. El perfil de tensiones en cada zona de control es regulada en una barra denominada *barra piloto*, que representa al comportamiento de las demás barras de su zona, ya que cualquier variación de tensión en esta barra repercute sobre los otros nodos pertenecientes a la zona de control.

El objetivo es amortiguar las pequeñas y grandes oscilaciones de tensión en las zonas de control, mediante los controladores de potencia reactiva de las centrales eléctricas asignadas para tal función. El tiempo de actuación debe realizarse por los 60 segundos, para que luego se estabilice el sistema mediante la regulación primaria.

3.2.3 Control Terciario

El objetivo principal es establecer la operación óptima de los sistemas de potencia en estado estacionario con tiempo de actuación de varios minutos (15 a 30 min.). Con este control se obtienen los niveles de tensión, los cuales permiten definir las correspondientes tensiones de los nodos seleccionados, como referencia para el posterior control secundario, de forma de alcanzar en el sistema eléctrico (grupo de regiones de control) los objetivos deseados de optimización.

En general puede resumirse esta estructura jerárquica como, el nivel terciario en un sistema eléctrico total (o nacional), nivel secundario a nivel de regiones, nivel primario en centrales eléctricas (local). Las características más relevantes asociadas a los tres controles pueden apreciarse en forma resumida por la siguiente tabla.

Tabla 3.1: Característica de la estructura del control jerárquico de Tensiones.

Control	Tiempo	Lugar	Objetivos
<i>Primario</i>	Segundos	Un generador	Estabilidad nodo PV
<i>Secundario</i>	Pocos minutos <3	Una región	Tareas de seguridad
<i>Terciario</i>	Minutos (15-30)	Sistema completo	Seguridad Economía

3.3 Metodología de Análisis de Estabilidad de Tensión y Colapso de Tensión

3.3.1 Introducción

En la bibliografía presentada contamos con un estudio detallado y preciso de las mas usadas metodologías para el análisis de la Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia [1], que resumimos a continuación: La Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia en un punto de operación, es la capacidad que tiene el sistema eléctrico para alcanzar un estado de operación en equilibrio con las magnitudes de las variables de estado del sistema dentro de límites aceptables de forma tal que todo el sistema permanezca intacto (fundamentalmente las magnitudes de tensión y frecuencia deben encontrarse dentro de límites aceptables de operación) después de haber sido sometido el sistema a un disturbio físico.

Los fenómenos de inestabilidad y colapso de tensiones en las décadas de los 80 y 90 han tomado una gran importancia en la operación y control de sistemas eléctricos de potencia, dando origen a innumerables publicaciones y muchos trabajos importantes de investigación. En este trabajo se expone las definiciones y las bases fundamentales del análisis de estabilidad, inestabilidad y colapso de tensión dentro del proyecto de control jerárquico de tensión en sistemas de gran potencia.

El colapso de tensión es un fenómeno mucho más complejo que el fenómeno de inestabilidad de tensión y está relacionado con la utilización de las redes de transporte de energía muy próximo a sus límites de transferencia de potencia. El colapso de tensión es un fenómeno dinámico inherentemente no lineal y habitualmente resulta de una secuencia de eventos que acompañan a la inestabilidad de tensión, y que determinan un perfil de bajas tensiones en una parte significativa del sistema.

El fenómeno de colapso de tensión puede ser entendido y modelado respondiendo a estas cuatro preguntas:

¿Qué ocurre? Se trata de la identificación y caracterización del fenómeno de colapso de tensiones analizando los incidentes reales e intentando identificar en estos fenómenos los hechos comunes y cuáles son las particularidades que hacen al colapso de tensión diferente a otro tipo de estabilidad.

¿Cómo ocurre? Son analizadas las teorías que explican el problema y los mecanismos implicados conjuntamente con la importancia de los diversos elementos que componen el sistema de potencia. Se estudia también si es un problema estático o dinámico y que tipo de inestabilidad se encuentra implicada.

¿Cómo detectarlo? Se estudian los métodos que se han propuesto para detectar precozmente de la posible aparición del problema de colapso de tensión con el fin de poder prevenirlo. En general, se trata de los métodos propuestos para el cálculo de los índices de proximidad y márgenes del colapso de tensión.

¿Cómo evitarlo? Las barras que tienen mayor posibilidad de colapsar deben ser monitoreadas o estudiadas con la finalidad de aplicar alguna solución del tipo matemático o actuando sobre los recursos disponibles de potencia reactiva.

Las respuestas de estas preguntas dieron origen a varias líneas de investigación denominadas *Métodos de Análisis de estabilidad de Tensión y Prevención del Colapso de Tensiones*.

En el proyecto de control y operación de sistemas de potencia concretamente en el proyecto del control terciario, la última pregunta *¿Cómo evitarlo?*, es implementada matemáticamente dentro de las restricciones o dentro de la función objetivo del proceso de cálculo de optimización. En el proyecto del control terciario o en el planeamiento de la operación se debe evitar el ingreso de las barras del sistema dentro de la *"zona de inestabilidad de tensión"* controlando adecuadamente los recursos de potencia reactiva.

Las principales características del colapso de tensión son las siguientes:

El colapso de tensiones es un fenómeno dinámico aperiódico no oscilatorio;

Se trata de un fenómeno relativamente lento, con constantes de tiempo que varía de algunos segundos a algunos minutos;

Las magnitudes de las tensiones son las más afectadas, mientras, que la frecuencia del sistema permanece casi constante;

Este fenómeno dinámico es asociado al comportamiento de las cargas y por este motivo la gran importancia del modelamiento correcto de las cargas;

Este fenómeno está directamente relacionado a la operación de la red con elevada transmisión de potencia;

Es un fenómeno que se presenta inicialmente como un problema localizado dentro de un área definida del sistema.

3.3.2 Metodología

Después de algunas décadas de investigación el análisis de estabilidad y colapso de tensión han sido considerados mucho más complejos que los análisis de estabilidad angular del rotor y estabilidad de la frecuencia, por este motivo la comprensión de las metodologías de análisis de estabilidad de tensión requiere tener muy claro los conceptos de dinámica de sistemas.

En el campo de ingeniería eléctrica el análisis de estabilidad de tensión y colapso de tensión está orientado a encontrar soluciones con un determinado grado de aproximación, definiendo un tipo de modelo de los componentes del sistema de potencia, tanto desde el punto de vista de la calidad de los resultados así como desde el punto de vista del consumo

de tiempo para encontrar estos resultados requeridos. Sin embargo este tipo de estudio puede ser realizado utilizando modelos sofisticados de los componentes de los sistemas de potencia pero el inconveniente surge con la cantidad de tiempo que demora los procesos de cálculo, pudiendo resultar de esta forma el análisis deseado con costos muy altos de los resultados y en algunos casos inviables en aplicaciones en tiempo real. En estos análisis se debe de conjugar la calidad o precisión de los resultados esperados con el consumo de tiempo en una determinada aplicación práctica o teórica. En tal sentido la metodología de análisis de estabilidad de tensión y colapso de tensión en ingeniería eléctrica consiste en utilizar adecuadamente la teoría de perturbación singular, la teoría de control lineal, las leyes de Kirchhoff y la segunda ley de Newton. Finalmente la metodología de análisis del colapso de tensión se divide utilizando dos criterios uno que considera un análisis dinámico y otro que considera un análisis estático aún cuando este fenómeno tiene comportamiento dinámico.

3.4 Análisis Dinámico del Fenómeno de Colapso de Tensiones

Este análisis considera que el fenómeno de inestabilidad es esencialmente un proceso dinámico *"se dice que todo sistema de potencia en estado cuasi estacionario está vivo o también puede decirse que el sistema está respirando siempre"* y por tanto solo un análisis dinámico es capaz de explicar cabalmente el fenómeno de colapso de tensiones. En este sentido el modelo del sistema eléctrico de potencia es un sistema dinámico continuo descrito por ecuaciones diferenciales ordinarias y en algunos casos discreto.

El modelo completo de un sistema eléctrico de potencia está formado por los modelos matemáticos de todos sus elementos que lo conforman. Estos modelos responden a la utilización armoniosa de las leyes de Kirchhoff, la segunda ley de Newton para los rotores o masas rotantes y a la teoría de control lineal en el caso de la representación de los elementos de control del sistema. Un modelo matemático genérico del sistema de potencia puede ser descrito mediante el siguiente conjunto de ecuaciones:

$$\dot{\bar{x}} = \bar{f}(\bar{x}, \bar{y}, \bar{z}(k), \bar{w}, \bar{u}, \bar{p}, t) \quad (3.1)$$

$$0 = \bar{g}(\bar{x}, \bar{y}, \bar{z}(k), \bar{w}, \bar{u}, \bar{p}, t) \quad (3.2)$$

$$\bar{z}(k+1) = \bar{h}(\bar{x}, \bar{y}, \bar{z}(k), \bar{w}, \bar{u}, \bar{p}, t) \quad (3.3)$$

$$\bar{w} = \bar{\phi}(t) \quad (3.4)$$

Donde:

- $\bar{x} \in R^m$: Este vector contiene las variables de estado del tipo dinámico, tales como los ángulos de los generadores, velocidad angular, tensiones de salida de los reguladores de tensión, deslizamiento de los rotores de los motores asíncronos, etc.
- $\bar{y} \in R^n$: Este vector contiene las variables de estado del tipo algebraico, tales como las componentes del eje directo y del eje en cuadratura de los estatores, potencias activas y reactivas inyectadas, magnitudes y ángulo de las tensiones en las barras del sistema etc.
- $\bar{z} \in R^q$: Este vector contiene las variables que sufren alteraciones a través de pasos discretos, tales como la relación de transformación de los transformadores, corriente de campo de las unidades generadoras (sobre la acción de limitadores), variables asociadas a capacitores y reactores con pasos discretos de conexión, etc.
- $\bar{w} \in R^r$: Este vector contiene las variables que evolucionan en función del tiempo, tales como potencia activa y reactiva de las cargas, potencia activa programada para las unidades generadoras, potencia activa de intercambio entre áreas, etc.
- $\bar{u} \in R^s$: Este vector contiene las variables independientes de control, tales como la potencia activa de los generadores, tensión de referencia de los reguladores de tensión, taps de transformadores de control, etc.
- $\bar{p} \in R^p$: Este vector contiene los parámetros del sistema, tales como las constantes de tiempo y reactancias de las unidades generadoras, impedancias y susceptancias de las líneas de transmisión, parámetros de los modelos de carga, etc.

- \bar{f} : Este vector contiene funciones no lineales describe fundamentalmente las ecuaciones dinámicas de las máquinas síncronas, reguladores de tensión de los sistemas de excitación, reguladores de velocidad, cargas, FACTS, etc.
- \bar{g} : Este vector contiene funciones no lineales que describe fundamentalmente las ecuaciones algebraicas de las máquinas síncronas, reguladores de tensión de los sistemas de excitación, reguladores de velocidad, cargas y FACTS.
- \bar{h} : Este vector contiene funciones que expresan la naturaleza discreta en el tiempo de la variables \bar{z} , fundamentalmente son funciones asociadas a los transformadores con taps variables bajo carga, limitadores de corriente de campo de los generadores, limitadores de corriente de capacitores y reactores con variaciones discretas.
- $\bar{\phi}$: Este vector contiene funciones no lineales que dependen del tiempo asociadas a los ciclos de carga, programación de generación e intercambio y funciones asociadas a las variables de \bar{w} .
- \bar{k} : Tiempo o situación correspondiente a un evento discreto.
- t : Tiempo.

En este modelo pueden ser realizados las simplificaciones correspondientes que permitan definir diversos tipos de análisis de estabilidad de tensión.

3.4.1 Análisis Frente a Pequeñas Perturbaciones

En esta técnica de análisis donde se asume al sistema de potencia sometido solo a pequeñas perturbaciones al rededor de un punto de operación en estado estacionario, se considera que el colapso de tensiones puede detectarse estudiando los autovalores de la matriz jacobiana resultante de la linealización de las ecuaciones diferenciales y algebraicas, en dicho punto de operación en estado estacionario del sistema.

Históricamente, los primeros estudios dinámicos del colapso de tensiones frente a pequeñas perturbaciones denominaron este fenómeno "*inestabilidad aperiódica*". Estos estudios, que partían del modelo clásico (la dinámica del sistema es representado solo por la ecuación de oscilación), encontraron una relación entre la inestabilidad causada cuando un autovalor de la matriz jacobiana del sistema dinámico alcanza el origen del plano complejo y la anulación de la determinante de la matriz jacobiana del flujo de potencia. Sin embargo, el uso del modelo clásico para el cálculo de autovalores puede conducir a resultados distantes de la realidad por tratarse de un modelo muy simplificado.

En general el sistema de potencia y sus componentes se representan mediante ecuaciones diferenciales y algebraicas y los resultados del proceso de linealización de un modelo tal como las ecuaciones (3.1)-(3.4), representan solo una aproximación y son expresadas mediante las siguientes ecuaciones:

$$\Delta \dot{\bar{x}} = \bar{J}_1 \cdot \Delta \bar{x} + \bar{J}_2 \cdot \Delta \bar{y} \quad (3.5)$$

$$0 = \bar{J}_3 \cdot \Delta \bar{x} + \bar{J}_4 \cdot \Delta \bar{y} \quad (3.6)$$

Las matrices $\bar{J}_1, \bar{J}_2, \bar{J}_3$ y \bar{J}_4 representan las derivadas de primer orden de \bar{f} y \bar{g} en el punto de equilibrio (x_0, y_0) .

La relación entre la estabilidad frente a pequeñas perturbaciones y la singularidad del jacobiano del flujo de carga es cuidadosamente analizada, usando un modelo dinámico real donde se encuentra que, bajo ciertas suposiciones, puede usarse el jacobiano del flujo de potencia para establecer resultados sobre la estabilidad del sistema, en concreto la existencia de un autovalor nulo del jacobiano de las ecuaciones dinámicas.

Varios autores han intentado aclarar la relación entre el cambio del punto de operación, dado mediante ecuaciones estáticas y la estabilidad frente a pequeñas perturbaciones del sistema medida por la evolución de los autovalores dinámicos de un sistema sencillo. Al hacer este tipo de estudio es preciso tener en cuenta que el análisis dinámico del sistema debe ser compatible con su evolución estática. Por otro lado, en estos estudios se encuentran los fenómenos de inestabilidad debido a un modo oscilatorio del regulador de

tensión. Existen investigaciones donde se asocia el colapso de tensiones, a la denominada bifurcación causal, debido a la aparición de un autovalor infinito en el sistema de ecuaciones algebraico diferencial que modelan el sistema de energía eléctrica.

Estos estudios sistemáticos muestran que un sistema de energía puede sufrir fenómenos de inestabilidad de tensiones por múltiples razones. El intento de clasificación basado en la teoría de perturbación singular, aun cuando aparentemente es rigurosa y completa, tiene el inconveniente de requerir una separación en subsistemas lentos y rápidos, que no siempre es clara y exacta, sin tomar en cuenta el hecho de que en un sistema de potencia existe un gran número de escalas de tiempo que van desde los fenómenos electromagnéticos hasta el control automático de generación, si nos restringimos a las escalas en las que el operador no puede actuar. No obstante, la filosofía implícita en la clasificación propuesta es muy útil, pragmática y coherente.

3.4.2 Análisis no Lineal

Estos estudios consideran que el fenómeno de colapso de tensión es en esencia un fenómeno no lineal. Esto significa que los estudios basados en la linealización de las ecuaciones dinámicas no pueden, o pueden solamente de una forma parcial, caracterizar el colapso de tensión.

Los análisis no lineales más significativos son aquellas basadas en la teoría matemática de bifurcaciones. Estas técnicas son de carácter local, pero se diferencian de las técnicas de pequeña perturbación en que van "más allá" de la linealización del sistema. Se identifica la bifurcación silla-nodo (causado por un autovalor del sistema que se anula) con el colapso de tensiones, debido a que el colapso de tensiones es un fenómeno aperiódico lento (lo que sugiere un autovalor nulo) relacionado con la desaparición del punto de equilibrio del sistema (lo que justifica la teoría de bifurcaciones).

3.5 Análisis Estático del Fenómeno de Colapso de Tensiones

En este enfoque se considera que el colapso de tensión es un problema puramente estático que puede ser analizado a partir de las ecuaciones de flujo de potencia. Este análisis no

toma en cuenta la evolución en el tiempo de las magnitudes físicas, sin embargo puede considerarse en forma indirecta mediante el análisis de puntos discretos de operación.

La ecuación (3.7) corresponde a una condición de equilibrio de la expresión (3.1), donde las ecuaciones diferenciales fueron sustituidas por ecuaciones algebraicas y el vector \bar{x} contiene magnitudes constantes. Las funciones no lineales temporales asociadas a los ciclos de carga descritas por la ecuación (3.4) no son consideradas, sin embargo es posible representarlas en forma indirecta. En general el análisis estático considera el modelo matemático descrito por las siguientes ecuaciones:

$$\bar{0} = \bar{f}(\bar{x}, \bar{y}, \bar{z}(k), \bar{w}, \bar{u}, \bar{p}, t) \quad (3.7)$$

$$\bar{0} = \bar{g}(\bar{x}, \bar{y}, \bar{z}(k), \bar{w}, \bar{u}, \bar{p}, t) \quad (3.8)$$

$$\bar{z}(k+1) = \bar{h}(\bar{x}, \bar{y}, \bar{z}(k), \bar{w}, \bar{u}, \bar{p}, t) \quad (3.9)$$

De este modelo matemático (3.7)-(3.9), se puede obtener otros modelos aún mas simplificados. En el caso que se considera las limitaciones operativas de los diversos elementos puede ser representado por las ecuaciones:

$$\bar{0} = \bar{g}(\bar{y}, \bar{z}(k), \bar{u}, \bar{p}) \quad (3.10)$$

$$\bar{z}(k+1) = \bar{h}(\bar{y}, \bar{z}(k), \bar{u}, \bar{p}) \quad (3.11)$$

En su forma más simple las ecuaciones (3.7)-(3.9), pueden ser reducidas a las ecuaciones básicas de flujo de potencia:

$$\bar{0} = \bar{g}(\bar{y}, \bar{u}, \bar{p}) \quad (3.12)$$

En general el análisis estático del colapso de tensiones se divide en dos grandes grupos:

- Análisis basado en sensibilidad;
- Análisis basado en la desaparición de la solución de flujo de potencia.

Es preciso enfatizar que aunque las teorías de enfoque estático parecen haber sido objeto de menos interés teórico que el enfoque dinámico, son el punto de partida de la mayoría de los métodos propuestos para detectar y prevenir el colapso de tensiones.

3.5.1 Análisis Basado en Sensibilidad

El criterio de sensibilidad más amplio y estudiado es el que relaciona el incremento de tensión de un nodo de carga con un incremento en su consumo de potencia reactiva (sensibilidad Q-V). Este concepto de sensibilidad fue con el nombre de estabilidad de la carga, donde se postula que el sistema es estable cuando la sensibilidad Q-V es negativa para todos los nodos.

No se ha dado ninguna prueba rigurosa de que la inestabilidad Q-V implique una inestabilidad dinámica del sistema. No obstante, este concepto puede proporcionar criterios prácticos muy aproximados.

Un criterio similar donde considera un sistema inestable cuando la sensibilidad Q-V relacionada con las componentes modales del jacobiano del flujo de potencia reducido a las ecuaciones de equilibrio de potencia reactiva se hace positivo.

Este es un criterio esencialmente diferente de los anteriores. Si las cargas del sistema son de potencia constante, este criterio es equivalente a suponer que la inestabilidad de tensión es debida a una bifurcación silla-nodo del sistema.

Las técnicas de sensibilidad son desarrolladas fundamentalmente utilizando las ecuaciones linealizadas de flujo de potencia:

$$\Delta \bar{y} = \bar{S}_{yu} \cdot \Delta \bar{u} + \bar{S}_{yr} \cdot \Delta \bar{r} \quad (3.13)$$

$\bar{y} \in R^n$: Este vector contiene las variables del estado del sistema, tales como las magnitudes y ángulo de las tensiones en las barras del sistema.

- $\bar{u} \in R^s$: Este vector contiene las variables de control del sistema, tales como la potencia activa de los generadores, tensión de la barra de referencia y tensiones de las barras tipo PV, taps de transformadores de control.
- \bar{r} : Este vector que representa las cargas activas y reactivas del sistema.
- \bar{S}_{yu} : Matriz de sensibilidad de las variables de estado con relación a las variables de control del sistema.
- \bar{S}_{yr} : Matriz de sensibilidad de las variables de estado con relación a las cargas del sistema.

3.5.2 Análisis Basado en Soluciones de Flujo de Carga

Este método relaciona la existencia del colapso de tensiones con a solución de las ecuaciones no lineales del flujo de potencia que pueden tener varias soluciones, o ninguna solución.

Concretamente, se identifican el colapso de tensiones como el punto en el que, al variar la carga del sistema, deja de haber solución del flujo de potencia. Este fenómeno se reproduce, en un sistema de ecuaciones ligeramente distinto al flujo de potencia propiamente dicho, al estudiar la bifurcación silla-nodo. Se estudia la naturaleza de esta otra solución con métodos algebraicos, basados en la naturaleza cuadrática de flujo de potencia en coordenadas rectangulares. Como reconocen los autores, este método solo proporciona una aproximación del colapso de tensiones. También se utilizan desarrollos de Taylor de las ecuaciones de flujo de potencia al rededor del punto singular donde las soluciones desaparecen. Sus resultados más significativos son recuperados, justificados en un contexto dinámico, generalizados y adaptados para el cálculo de márgenes al punto de colapso.

3.6 Métodos para Detectar y Prevenir el Colapso de Tensión

3.6.1 Cálculo de Índices de Proximidad

Los índices propuestos en la literatura están basados en diversos principios. Una característica común es la rapidez de cálculo, especialmente si comparamos con lo requerido para el cálculo de los márgenes.

La falta de significado físico de los índices hace que su uso no sea evidente. Los índices pueden dividirse en:

Índices basados en sensibilidades.

Índices basados en la desaparición de soluciones del flujo de potencia.

Índices basados en el jacobiano del flujo de potencia.

Índices basados en la función de Lyapunov.

a. Índices Basado en Sensibilidades

Algunos índices propuestos se basan en medidas de sensibilidad calculadas del flujo de potencia, como el incremento marginal de la potencia reactiva generada respecto a la demanda, o de la tensión en un nodo respecto a su potencia reactiva demandada. Estos índices, adecuados para monitorear en tiempo real, tienen un límite (sensibilidad nula o infinita) y son no lineales. Su evolución con la carga del sistema puede ser muy poco regular, cayendo bruscamente cerca del límite de la estabilidad. También se propone como índice de pérdidas totales de potencia reactiva, de cálculo rápido.

b. Índices Basado en la Desaparición de Soluciones del Flujo de Potencia

Estos índices deben tener un valor crítico en el punto donde el flujo de potencia deja de tener solución. Donde tras determinar la máxima transferencia de potencia en un sistema formado por una carga conectada a un generador, se generaliza esta teoría a sistemas más complejos, luego de efectuar una reducción al caso anterior. Esta teoría proporciona un valor crítico universal e índices detallados por nodo. Sin embargo, dado que el índice es

una extrapolación de un resultado obtenido para el caso de un generador alimentando carga, los resultados no son fiables en sistemas complejos.

c. Índices Basados en el Jacobiano del Flujo de Potencia

Estos índices utilizan el jacobiano del flujo de potencia, justificándose por los resultados teóricos que asocian el colapso de tensiones con la singularidad de esta matriz. Estos índices se basan de alguna medida del grado de singularidad de la matriz jacobiana, u otras matrices asociadas.

Una de estas medidas, propuestas, es el grado de dominancia de la diagonal, que se hace nulo antes de llegar al punto de máxima transferencia de potencia. Este índice es global, lineal y proporciona un valor crítico universal. Estos métodos, de cálculo muy rápido, pueden llevar a estimaciones muy conservadoras.

Este hecho conservador se puede evitar usando una medida rigurosa del grado de singularidad de una matriz. Al usar el mínimo autovalor (en valor absoluto) del jacobiano de flujo de potencia con índice, este autovalor se anula cuando se alcanza el punto de colapso. Al usar el menor valor singular de la matriz de sensibilidades de la potencia reactiva suministrada en los nodos (un valor singular nulo en esta matriz implica un valor singular nulo del Jacobiano de flujo de potencia). Dado que un autovalor nulo de una matriz implica, y es implicado por un valor singular nulo, este algoritmo detecta el colapso de tensiones en el mismo punto que las anteriores. Todos estos índices son globales y lineales. Su mayor problema es que el menor valor singular (o autovalor) normalmente suele conservar un valor casi constante hasta muy cerca de la singularidad de la matriz jacobiana o matriz de sensibilidades. Esto es debido al "enmascaramiento" del valor singular, o autovalor, crítico por otro valor singular o autovalor pequeño estable.

Una manera de superar este problema es realizar el cálculo de tres o cuatro autovalores más pequeños y la utilización de participaciones derivadas del análisis modal para analizar el sistema. Tiene también propiedades parecidas a los índices anteriores. Su ventaja consiste en que el cálculo simultáneo de varios autovalores permite determinar, en general, el autovalor crítico (correspondiente al valor singular crítico de los algoritmos anteriores).

Los métodos basados en valores singulares o autovalores son muy similares, tanto por la semejanza formal que existe entre los algoritmos para el análisis singular y auto-análisis, como por ciertas relaciones particularmente estrechas entre estas cantidades en el caso de matrices singulares. Por otra parte, estos índices se pueden justificar, con algunas apreciaciones, desde el punto de vista de la teoría de bifurcaciones.

d. Índices Basados en las Funciones de Lyapunov

Basándose en los resultados teóricos abordados mediante un análisis no lineal, Se propuso el uso de una función de Lyapunov como un índice de seguridad. Este índice es de carácter global, utilizable en tiempo real, requiere información completa del sistema y proporciona un valor crítico universal. Este índice considera el efecto de los límites en ciertas variables (generación máxima de potencia reactiva de los generadores, límites máximo y mínimo de los taps) del sistema.

3.7 Cálculo de Márgenes de Seguridad

El margen de seguridad es definido como la distancia existente desde el punto de operación considerado al punto de colapso.

Estos métodos que requieren generalmente un esfuerzo computacional mayor del que los índices, y se dividen en dos grandes grupos:

Métodos de curvas: mediante estas curvas se construyen las curvas P-V, Q-V o similares en diversos nodos.

Métodos direccionales: estas técnicas dan directamente el margen de seguridad del sistema.

3.7.1 Método de las Curvas

Estos métodos propuestos por varios autores, se basan en la utilización de herramientas ya existentes, como el flujo de potencia. En general, resuelven una sucesión de flujos de potencia para diversos incrementos de la carga de un determinado nodo, manteniendo

constante la potencia de la carga en los demás nodos. Conservan los valores obtenidos de tensión y la potencia consumida por el nodo cuya carga es una admitancia variable para construir las curvas P-V o Q-V de dicho nodo. Estas curvas dan la potencia máxima que el nodo puede suministrar.

Estos márgenes se caracterizan por ser detallados, no lineales, de tiempo diferido y con punto crítico universal.

La mayor ventaja de estos métodos es la utilización de herramientas ya existentes, por lo que su implementación es casi inmediata. Sus inconvenientes radican en la utilización de grandes tiempos de proceso de cómputo y no puede tener en cuenta con rigor los casos de evolución simultánea de la carga, en varios nodos, si se quiere construir la curva cerca del punto de máxima transferencia de potencia.

3.7.2 Métodos Direccionales

Estos métodos pretenden determinar en que cantidad puede aumentar la carga, hasta que el flujo de potencia deja de tener solución.

Se estableció un algoritmo basado en linealizaciones sucesivas del flujo de potencia. El margen es global, no lineal, puede aplicarse en tiempo real y necesita información completa del sistema. El punto crítico (la máxima potencia que puede ser transmitida) es universal.

El mayor problema de estos algoritmos es la invalidez de la linealización en las proximidades del punto de transferencia máxima. Han sido propuesto esquemas que evitan la existencia de singularidades que es el origen de este problema. Son algoritmos globales, no lineales y con información completa. Sin embargo, no permiten que se defina la dirección del margen en potencia o solo alcanzan las proximidades del punto de colapso.

No obstante, la forma mas utilizada de calcular el punto de transferencia máxima es mediante el uso de los métodos de optimización. Estos métodos son globales (pueden proporcionar índices por nodos), de carácter no lineal y requieren información completa.

Sus mayores inconvenientes son las limitaciones en modelamiento (particularmente severas) y en la dirección donde las cargas se pueden incrementar (incrementos de potencia aparente y de potencia reactiva).

3.8 Cálculo de las Regiones de Seguridad

Es aquella región, donde se dan las condiciones suficientes para la existencia de la solución en flujo de potencia. Este enfoque se basa en los resultados de la teoría de circuitos no lineales, y proporcionan regiones de seguridad no conservadoras con bajo costo computacional. Su mayor inconveniente, además del carácter conservador es la limitación del modelo usado. Este método propuesto solo puede ser aplicado cabalmente a las ecuaciones desacopladas P- θ y Q-V del flujo de potencia, no estando transparente su extensión para modelos más realistas, como las ecuaciones acopladas del flujo de potencia.

CAPÍTULO IV CÁLCULO DEL LÍMITE DE OPERACIÓN DE TAPS EN UN SISTEMA RADIAL

4.1 Introducción

Es muy conocido que la operación de los Taps bajo carga (OLTC's) tiene una influencia significativa en la inestabilidad de tensión. De hecho, la mayor parte de la literatura actual se ha concentrado en la contribución de los OLTCs en el colapso de tensión. Se considera generalmente que la operación del OLTC acelera el proceso del colapso de tensión, al tratar de restaurar la carga en el sistema de distribución a su nivel inicial (pre-disturbio). En las empresas eléctricas, el bloquear el OLTC, es a menudo puesto en práctica como una contramedida para impedir la inestabilidad de tensión.

Este informe analiza los efectos de la operación del OLTC en la estabilidad de tensión, del punto de vista, de cómo el *límite de transferencia de potencia*, puede ser afectado por la operación del OLTC, desde la generación hacia el centro de carga. Se muestra que la operación del OLTC puede aumentar la habilidad de *transferencia de potencia* bajo las condiciones básicas de sistema, lográndose obtener efectos potencialmente beneficiosos y consecuentemente incrementar la estabilidad de tensión.

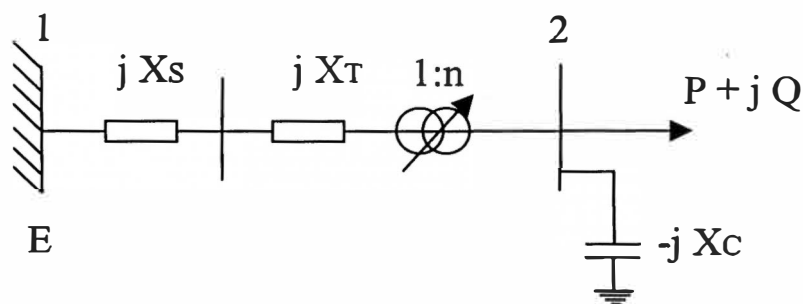


Fig. 4.1 Modelo simple de sistema radial.

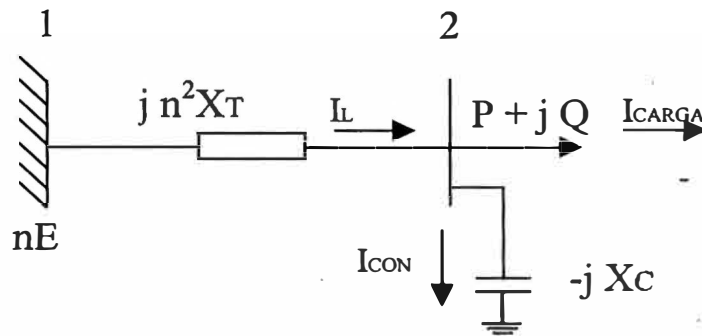


Fig. 4.2 Sistema equivalente.

Los resultados analíticos de los efectos de la operación del OLTC en la estabilidad de tensión, son primero presentados para un sistema simple y en estado estático. Estos efectos son entonces ilustrados asumiendo que ocurren dos acontecimientos en el simple sistema – disturbio en el lado de la fuente de potencia y el incremento de carga. Se puede generalmente concluir que los OLTC's pueden aumentar el límite de transferencia de potencia en los sistemas de potencia.

4.2 Análisis de los Efectos de los OLTC's

4.2.1 Barra Infinita con Carga de Potencia Constante

Consideramos un sistema simple, que se muestra en Fig. 4.1, donde una carga de potencia constante es suministrada de la barra infinita a través del OLTC. La fuente de potencia con tensión constante \dot{E} (barra 1), de una reactancia X_s . La reactancia del OLTC es jX_t , y la reactancia del condensador shunt es $-jX_c$. El sistema puede reducirse a un sistema equivalente con los parámetros referidos al lado de la carga. El empleo de la representación π del OLTC da los mismos resultados analíticos.

Del circuito equivalente, se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$X_T = X_s + X_t \quad (4.1)$$

$$\frac{n\dot{E} - \dot{V}_2}{jn^2 X_T} = \frac{P - jQ}{\widehat{\dot{V}}_2} + \frac{\dot{V}_2}{-jX_C} \quad (4.2)$$

Donde $\widehat{\dot{V}}_2$ es la conjugada de \dot{V}_2 . Hacemos:

$$\dot{E} = E + j0 \quad (4.3)$$

$$\dot{V}_2 = V_r + jV_i \quad (4.4)$$

Reemplazando (4.3) y (4.4) en (4.2)

$$\frac{nE(V_r - jV_i) - (V_r^2 + V_i^2) - jn^2 X_T(P - jQ)}{jn^2 X_T(V_r - jV_i)} = \frac{(V_r + jV_i)}{-jX_C} \quad (4.5)$$

$$nE(V_r - jV_i) + (V_r^2 + V_i^2) \left(\frac{n^2 X_T}{X_C} - 1 \right) - jn^2 X_T(P - jQ) = 0 \quad (4.6)$$

$$nE(V_r - jV_i) + (V_r^2 + V_i^2) \left(\frac{n^2 X_T - X_C}{X_C} \right) - n^2 X_T Q = jn^2 X_T P \quad (4.7)$$

De (4.7), igualando la parte compleja, tenemos:

$$V_i = -PnX_T/E \quad (4.8)$$

De (4.7), igualando la parte real y reemplazando (4.8):

$$(n^2 X_T - X_C)V_r^2 + nX_C E V_r + \frac{(nX_T P)^2}{E^2} (n^2 X_T - X_C) - n^2 X_T X_C Q = 0 \quad (4.9)$$

Reemplazando $K=Q/P$, en (4.9) resulta la ecuación:

$$(n^2 X_T - X_C)V_r^2 + nX_C E V_r + (nX_T P)^2 \cdot \frac{(n^2 X_T - X_C)}{E^2} - n^2 X_T X_C K P = 0 \quad (4.10)$$

Desarrollando la solución general para una ecuación cuadrática en función de V_r , tal como se muestra en (4.11).

$$V_r = \frac{-nX_c E}{2(n^2 X_T - X_c)} \pm \frac{n \sqrt{(X_c E)^2 - 4(n^2 X_T - X_c) \left[\left(\frac{X_T P}{E} \right)^2 (n^2 X_T - X_c) - X_T X_c K P \right]}}{2(n^2 X_T - X_c)} \quad (4.11)$$

Para obtener la solución de V_r , hace falta que el discriminante de la solución general (4.11) sea mayor o igual a cero:

$$(X_c E)^2 - 4(n^2 X_T - X_c) \left[\left(\frac{X_T P}{E} \right)^2 (n^2 X_T - X_c) - X_T X_c K P \right] \geq 0 \quad (4.12)$$

$$(X_c E)^2 \geq 4 \left[\left(\frac{X_T P}{E} \right)^2 (n^2 X_T - X_c)^2 - X_T X_c K P (n^2 X_T - X_c) \right] \quad (4.13)$$

Haciendo un cambio de variable en (4.13): $a = \left(\frac{X_T P}{E} \right) (n^2 X_T - X_c)$; y completando términos para una ecuación cuadrática, tenemos:

$$\frac{(X_c E)^2}{4} \geq [a^2 - X_c K E a] + \left(\frac{X_c K E}{2} \right)^2 - \left(\frac{X_c K E}{2} \right)^2 \quad (4.14)$$

$$(X_c E)^2 + (X_c K E)^2 \geq (2a - X_c K E)^2 \quad (4.15)$$

Desarrollando el sistema cuadrático:

$$X_c E \sqrt{1 + K^2} \geq 2a - X_c K E \quad (4.16)$$

$$\text{y } X_c E \sqrt{1 + K^2} \leq -(2a - X_c K E) \quad (4.17)$$

$$\text{de (4.16) } X_c E (K + \sqrt{1 + K^2}) \geq 2a \quad (4.18)$$

$$X_C E (K + \sqrt{1 + K^2}) \geq 2 \left(\frac{X_T P}{E} \right) (n^2 X_T - X_C) \quad (4.19)$$

De (4.19); Si $(n^2 X_T - X_C) < 0$; y $(n^2 X_T - X_C \neq 0)$ además que X_T , E , P , Q son siempre positivos, tenemos:

$$\frac{X_C}{2X_T(n^2 X_T - X_C)} \left[K - \sqrt{K^2 + 1} \right] E^2 \leq P, \quad (\text{Si } n^2 X_T - X_C < 0); \quad (4.20)$$

De (4.17); si $(n^2 X_T - X_C) > 0$; y $(n^2 X_T - X_C \neq 0)$; además P positivo, tenemos:

$$\frac{X_C}{2X_T(n^2 X_T - X_C)} \left[K + \sqrt{K^2 + 1} \right] E^2 \geq P, \quad (\text{Si } n^2 X_T - X_C > 0); \quad (4.21)$$

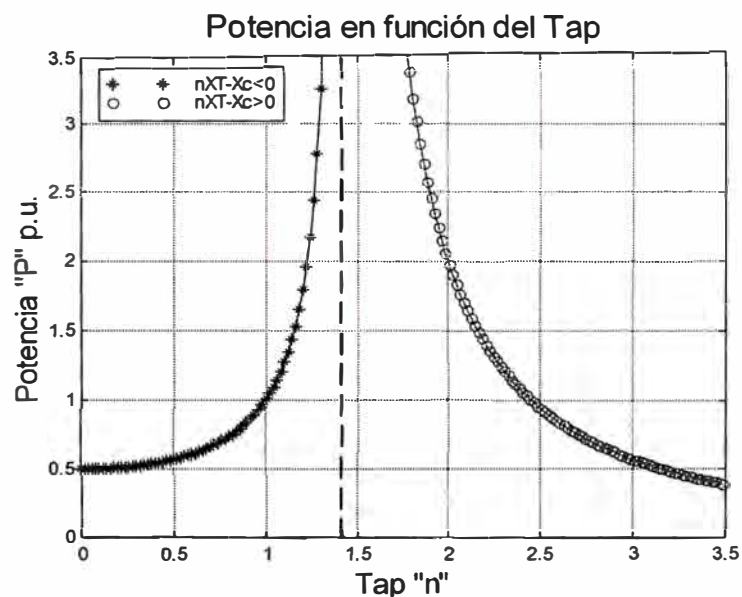


Fig.4.3 Límite de potencia afectado por el Tap ($\alpha = n^2 X_T - X_C$).

Hay por lo tanto un *límite para la transferencia de potencia* a la barra 2 de carga. La Fig. 4.3 (gráficas de las ecuaciones (4.20) y (4.2)) muestra cómo la máxima transferencia de potencia es afectada por el Tap n asumiendo los valores $E=1.0$ p.u., $X_T=0.5$ p.u., $X_C=1.0$ p.u., y $K=0.75$. En el rango de $0 < n < \sqrt{2}$, donde $n^2 X_T - X_C < 0$, el máximo *límite de transferencia de potencia* puede ser aumentado activando el tap del OLTC hacia arriba. Una vez $n > \sqrt{2}$ (o sea $n^2 X_T - X_C > 0$), que representa un caso sumamente sobre-compensado, el máximo *límite de transferencia de potencia* decrecerá, mientras el tap es aumentado. La

línea punteada es la condición resonante con $n = \sqrt{2}$. Cuando $X_C \rightarrow \infty$, que represente el caso descompensado del sistema, luego $P = 1.0$ p.u. para todos los valores taps.

Como se muestra en la curva $P-V$, Fig. 4.4, las máximas cargas que el sistema puede proveer a la barra 2 (puntos de codo en la figura) están ampliadas por los valores incrementados de los taps. Todas las veces que apareciera alguna capacitancia shunt en el centro de carga de potencia constante, y la red de sistema después de la compensación no alcanzara la condición resonante, la habilidad del suministro para la carga es aumentada con la operación ascendente del OLTC, y esta extensión de *límite de transferencia de potencia* no requiere que la potencia reactiva neta de la carga sea capacitiva después de la compensación. La naturaleza verdadera de este transferencia extendida de potencia esta asociada al hecho que la operación del OLTC permite igualar entre la impedancia de línea-transformador y impedancia reflejada de la línea-compensador para ser mejorado.

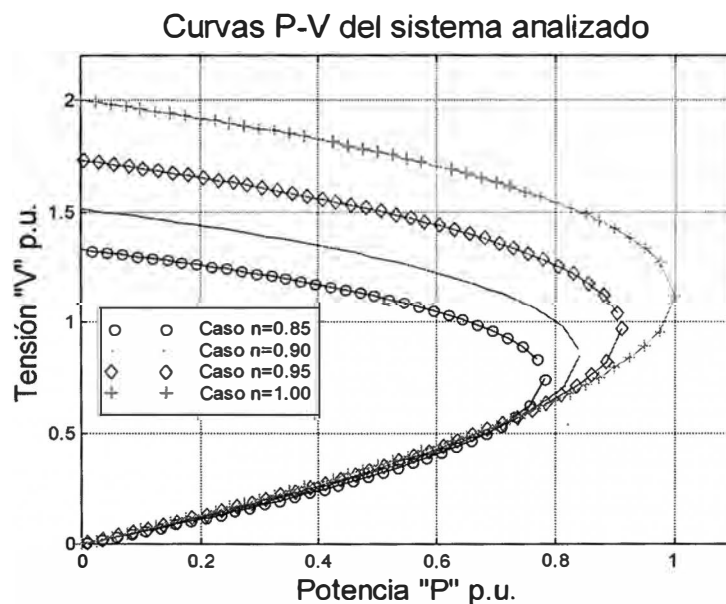


Fig. 4.4 Mejoramiento de transferencia de potencia por diferentes Taps ($X_C = 1.0$ p.u.).

4.2.2 Barra Infinita con Carga de Corriente Constante

Supongamos ahora que la carga de la Fig. 4.1, tiene el modelo de la forma $P = b_P V$ y $Q = b_Q V = KP$, lo cual representa un tipo de carga de característica de corriente constante. Luego de ecuación (4.2), tenemos:

$$P = b_p V = b_p \sqrt{V_i^2 + V_r^2} \quad (4.22)$$

Reemplazando (4.22) en (4.8)

$$V_i = -b_p \sqrt{V_i^2 + V_r^2} n \frac{X_T}{E} \quad (4.23)$$

$$V_i = \pm V_r \frac{b_p n X_T}{\sqrt{E^2 - (b_p n X_T)^2}} \quad (4.24)$$

Reemplazando (4.24) en (4.22)

$$P = b_p \frac{V_r}{\sqrt{E^2 - (b_p n X_T)^2}} \quad (4.25)$$

Reemplazando en la ecuación general (4.10) tenemos:

$$(n^2 X_T - X_C) V_r + n X_C E + (n^2 X_T - X_C) \left(\frac{n X_T}{E} \right)^2 \frac{b_p^2 V_r}{E^2 - (b_p n X_T)^2} - \frac{b_p n^2 X_T X_C K}{\sqrt{E^2 - (b_p n X_T)^2}} = 0 \quad (4.26)$$

$$\frac{(n^2 X_T - X_C) E}{E^2 - (b_p n X_T)^2} V_r + n X_C - \frac{b_p n^2 X_T X_C K}{\sqrt{E^2 - (b_p n X_T)^2}} = 0 \quad (4.27)$$

Despejando V_r , tenemos:

$$V_r = \frac{-n X_C}{n^2 X_T - X_C} \left[E^2 - (b_p n X_T)^2 - b_p n X_T k \sqrt{E^2 - (b_p n X_T)^2} \right] \quad (4.28)$$

Como $E=1.0$ p.u., Tenemos en (4.24):

$$V_i = \pm V_r \frac{b_p n X_T}{\sqrt{1 - (b_p n X_T)^2}} \quad (4.29)$$

De (4.28) y (4.25)

$$P = \frac{-n X_C b_p}{n^2 X_T - X_C} \left[\sqrt{1 - (b_p n X_T)^2} - b_p n X_T K \right] \quad (4.30)$$

Las condiciones para las soluciones de V_r , V_i y P en ecuaciones (4.28), (4.29) y (4.30) que se deben tener en cuenta son:

$$n < \left| \frac{1}{b_p X_T} \right|; \quad n \neq \left| \frac{1}{b_p X_T} \right|; \quad \text{and} \quad n \neq \sqrt{X_C / X_T}.$$

La Fig. 4.5 (gráfica de la ecuación (4.30)) muestra la *transferencia de potencia* afectado por la operación del **OLTC** para tres tipos de compensaciones shunts: con compensación capacitiva, sin compensación y con compensación inductiva. Las líneas punteadas en la figura representan los puntos de “acción inversa” de los Taps. Se observa que antes de que se alcancen los puntos inversos, la operación ascendente del **OLTC** incrementa la máxima *transferencia de potencia* a la carga. El condensador shunt tiende a intercambiar el punto inverso del **OLTC** para un mayor valor, y así aumentar el *límite de transferencia de potencia*.

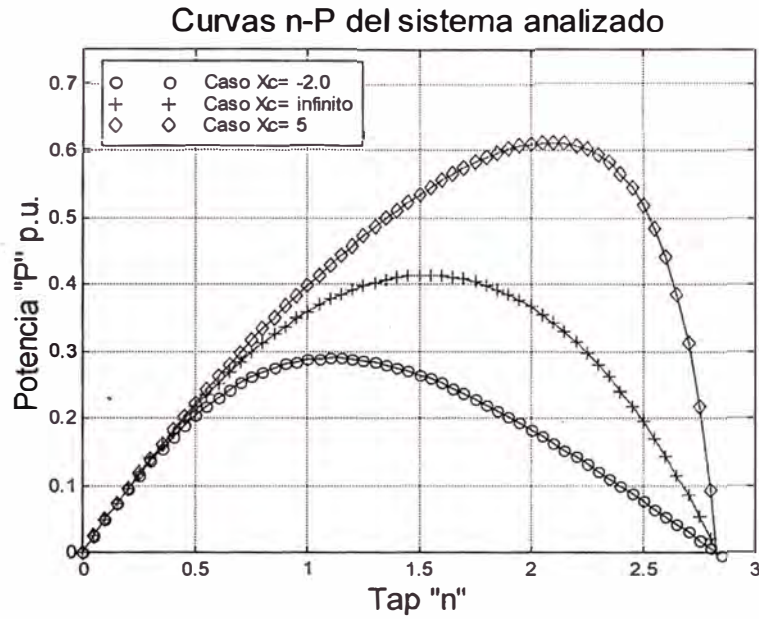


Fig.4.5 Efectos de operación del OLTC en la transferencia de potencia bajo diferentes compensaciones ($b_p=0.5$, $K=1.0$).

4.2.3 Barra Infinita con carga Resistiva Constante

Ahora el sistema de barra infinita de la Fig. 4.1 alimenta a una carga resistiva pura $P+jQ = a_p V^2 + j a_q V^2$ con un factor de potencia K . Luego la potencia real para la carga resistiva constante será:

Del modelo: $P = a_p V^2$; $V^2 = V_i^2 + V_r^2$ y de (4.8) tenemos:

$$-\frac{E V_i}{n X_T} = a_p (V_i^2 + V_r^2) \Rightarrow V_r^2 = -\frac{E V_i}{n X_T a_p} - V_i^2 \quad (4.31)$$

$$V_r^2 = \frac{P}{a_p} - \frac{n^2 X_T^2 P^2}{E^2} \quad (4.32)$$

Reemplazando en la ecuación general (4.10) y despejando V_r tenemos:

$$(n^2 X_T - X_C) \left(\frac{P}{a_p} - \left(\frac{n X_T P}{E} \right)^2 \right) + n E X_C V_r + \left(\frac{n X_T P}{E} \right)^2 (n^2 X_T - X_C) - n^2 X_T X_C K P = 0$$

(4.33)

$$\frac{P}{a_p} (n^2 X_T - X_C) + nEX_C V_r - n^2 X_T X_C KP = 0 \quad (4.34)$$

$$V_r = \frac{P(n^2 X_T X_C K - \frac{n^2 X_T - X_C}{a_p})}{nEX_C} \quad (4.35)$$

Reemplazando (4.35) en (4.32) y despejando P :

$$P = \frac{a_p}{(nX_T / X_C - 1/n + nX_T Ka_p)^2 + (nX_T Ka_p)^2} \quad (4.36)$$

El índice de Tap n afectará la máxima *potencia transferida* P bajo condiciones diferentes de compensación, como se muestra en la Fig. 4.6 (grafica de la ecuación (4.36)). Las líneas punteadas corresponden a los Taps donde la impedancia reflejada de la carga es igual a la impedancia línea-transformador, y dónde ocurre la transferencia de potencia máxima, se denominan *puntos inversos*. Se ve otra vez que el *límite de transferencia de potencia* de la generación para la carga resistiva puede ser extendido por el OLTC.

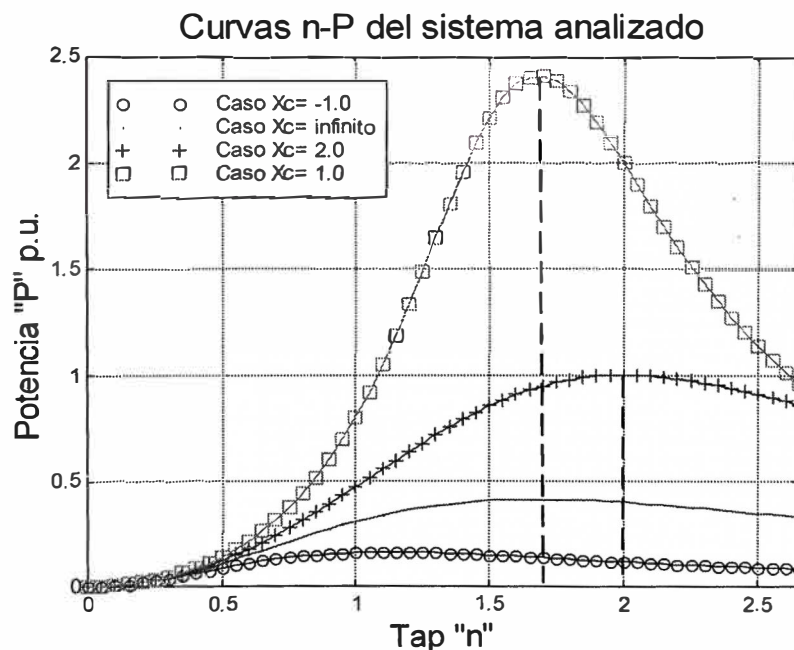


Fig.4.6 Efectos de operación del OLTC en la transferencia de potencia con carga resistiva ($a_p=0.5$, $K=1.0$).

Si se asume una carga sensible a la tensión $P+jQ=a_P V^a + j a_Q V^b$, la operación del **OLTC** tendrá efectos similares en la máxima *transferencia de potencia* como para el caso de carga resistiva.

CAPÍTULO V RESULTADOS

Se analizará los resultados de los 3 modelos de carga desarrollados. El primero de ellos corresponde al caso I de una *carga de potencia constante*, donde se presentan los resultados obtenidos a partir de las simulaciones, graficadas para los diferentes valores de compensación X_c , primero capacitiva luego inductiva, se graficará la curva $P-V$ para un sistema sin compensación. Un segundo análisis se realiza en función de los resultados obtenidos de la simulación para el caso II de una *carga de corriente constante*, donde se comparan las gráficas para diferentes valores de K (relacionado con el factor de potencia) y para diferentes valores de la constante b_p . Y un tercer análisis de resultados, es para el caso III de una *carga resistiva y una carga sensible a la tensión*.

El objetivo es estudiar la evolución de la *transferencia de potencia* para estos tres tipos de cargas alimentadas desde un transformador de taps variables y poder así cuantificar el efecto de estas en la estabilidad de tensión.

5.1 Barra Infinita con Carga de Potencia Constante

La gráfica que a continuación se muestra es la misma gráfica que la del capítulo anterior 4.3, se usara solo para referencia y comparación con las demás desarrolladas en estas simulaciones.

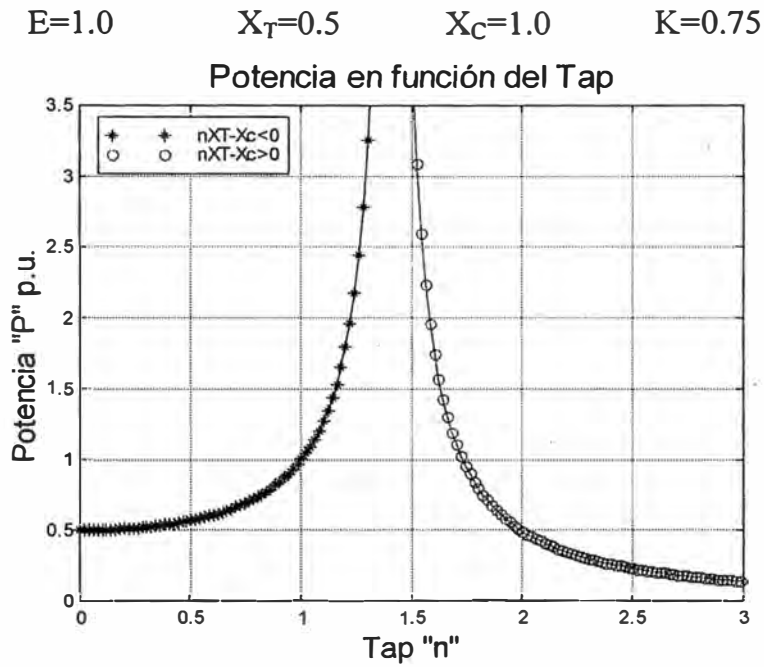


Fig.5.1 Límite de potencia afectado por el Tap ($\alpha=n^2X_T - X_C$).

Cuando X_C es negativo o sea compensación es inductiva (por ejemplo -1.0), no hay peligro de resonancia y con el aumento en los taps la transferencia de potencia disminuye. Ya que siempre $n^2X_T - X_C > 0$.

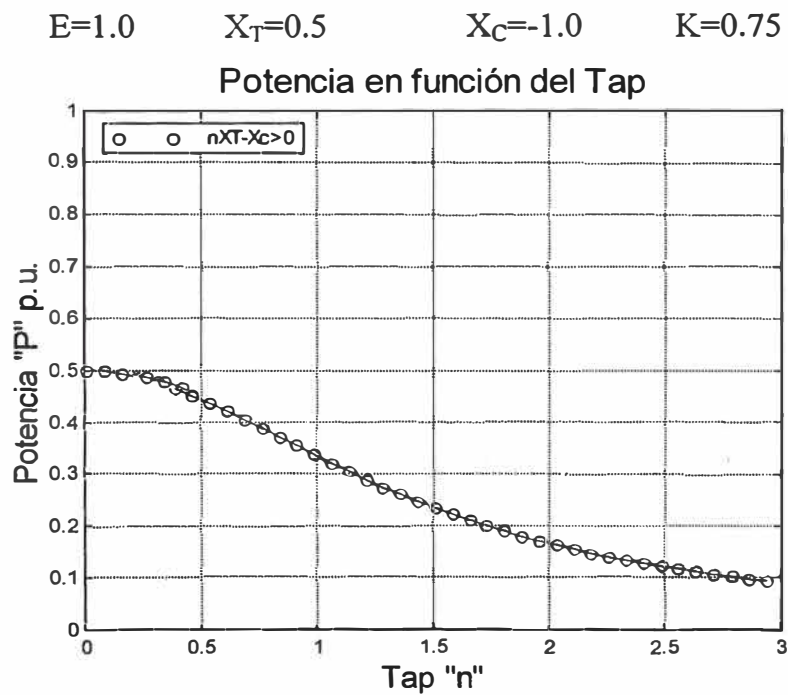


Fig.5.2 Límite de potencia afectado por el Tap, para un $X_C=-1.0$ p.u.

Esta grafica es la misma que la 4.4.

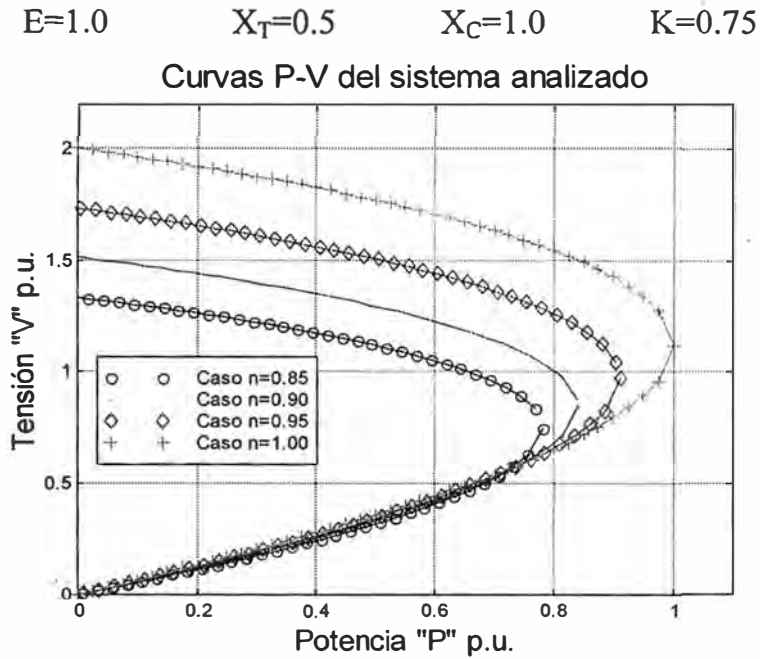


Fig. 5.3 Mejoramiento de transferencia de potencia por diferentes Taps (X_C=1.0 p.u.).

Como el valor critico de n es igual a $n = \sqrt{X_C / X_T} = \sqrt{2} \approx 1.41$ de la grafica 5.1 vemos que la transferencia de potencia disminuye para valores mayores a este y lo verificamos en la grafica 5.4 desarrollada para valores mayores a $\sqrt{2}$, donde las 2 primeras graficas van en aumento ($n > \sqrt{2}$) y las siguientes 2 graficas disminuyen ($n < \sqrt{2}$), se puede verificar con esto la grafica 5.1.

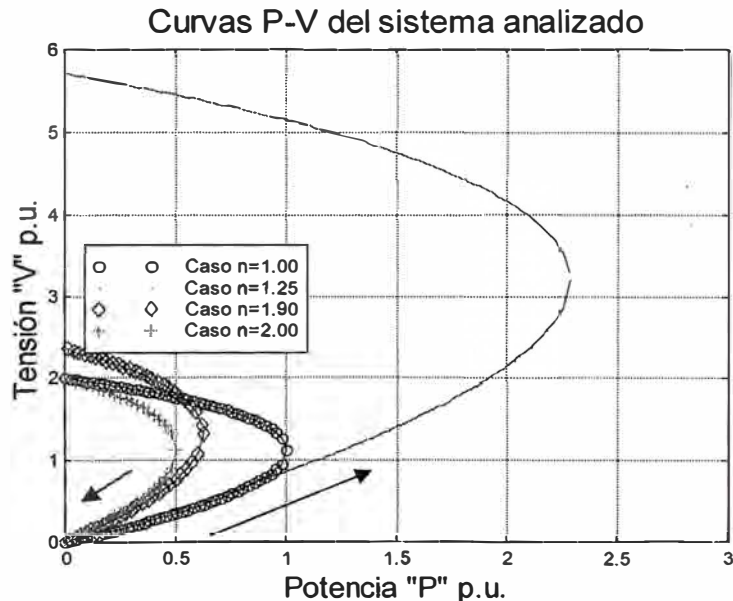


Fig. 5.4 Límite extendido de potencia por diferentes Taps (X_C=1.0 p.u.).

Cuando no hay compensación X_C , se nota que la curva P-V no se modifica mucho por la variación de los taps, solo existe elevación de tensión mas no extiende la transferencia de potencia.

$E=1.0$

$X_T=0.5$

$X_C=\text{No Existe}$

$K=0.75$

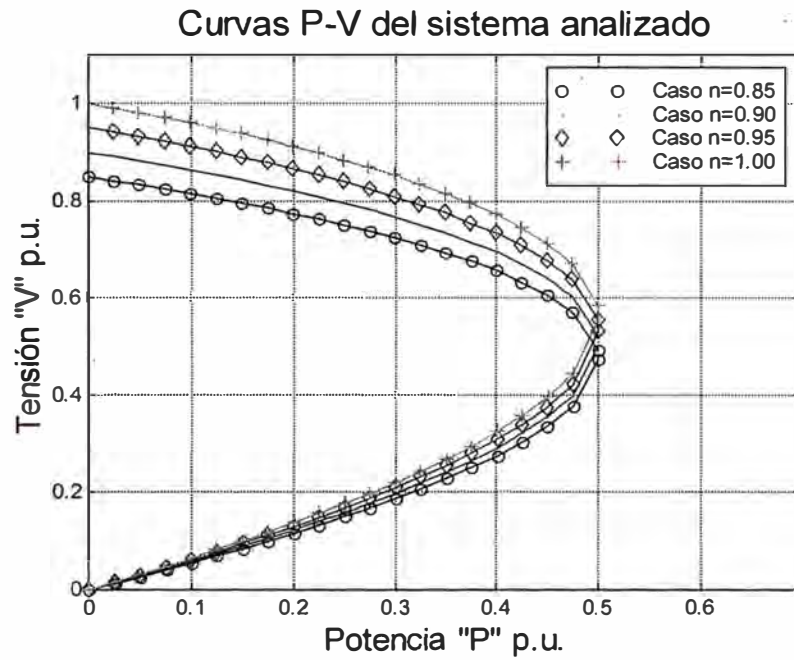


Fig. 5.5 Límite extendido de potencia para el sistema sin compensación.

5.2 Barra Infinita con Carga de Corriente Constante

Veremos la variación de la transferencia de potencia para variaciones de los parámetros K , y b_p .

La gráfica que a continuación se muestra es la misma gráfica que la del capítulo anterior 4.5, se usara solo para referencia y comparación con las demás desarrolladas en estas simulaciones.

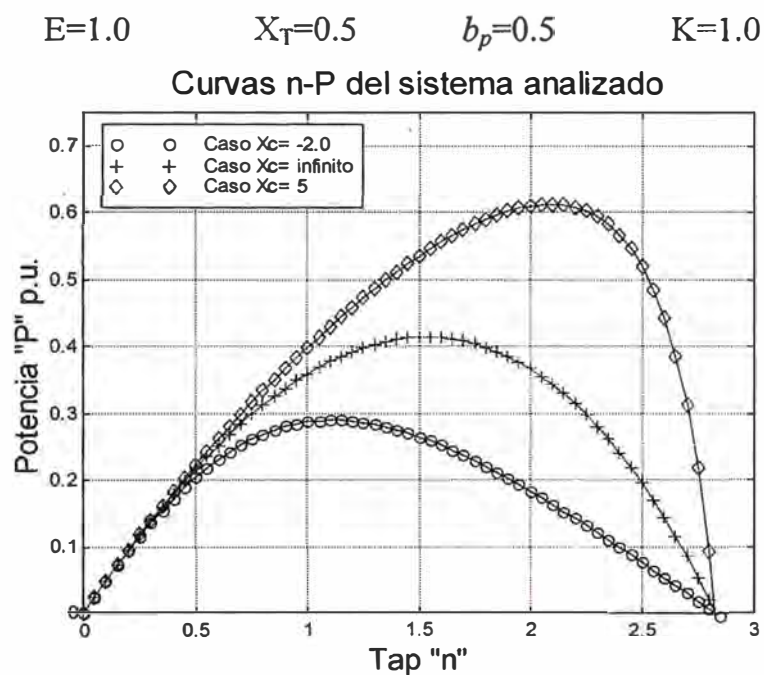


Fig.5.6 Efectos de operación del OLTC en la transferencia de potencia bajo diferentes compensaciones ($b_p=0.5$, $K=1.0$).

Cuando $K=0.85$, crece la transferencia de potencia.

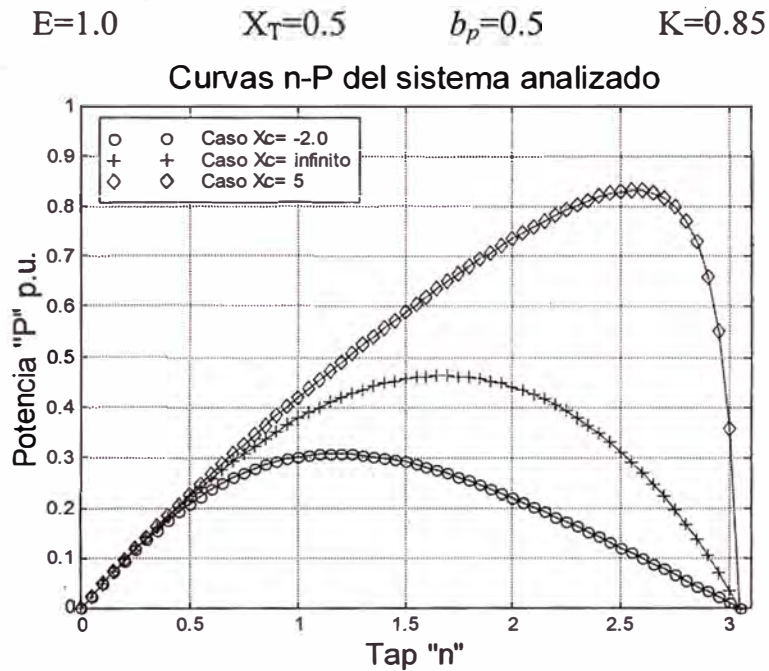


Fig. 5.7 Transferencia de potencia bajo diferentes compensaciones.

Cuando el valor de K pasa de 1.0 empieza a decrecer la transferencia de potencia pues la carga pasa a requerir de menos potencia reactiva.

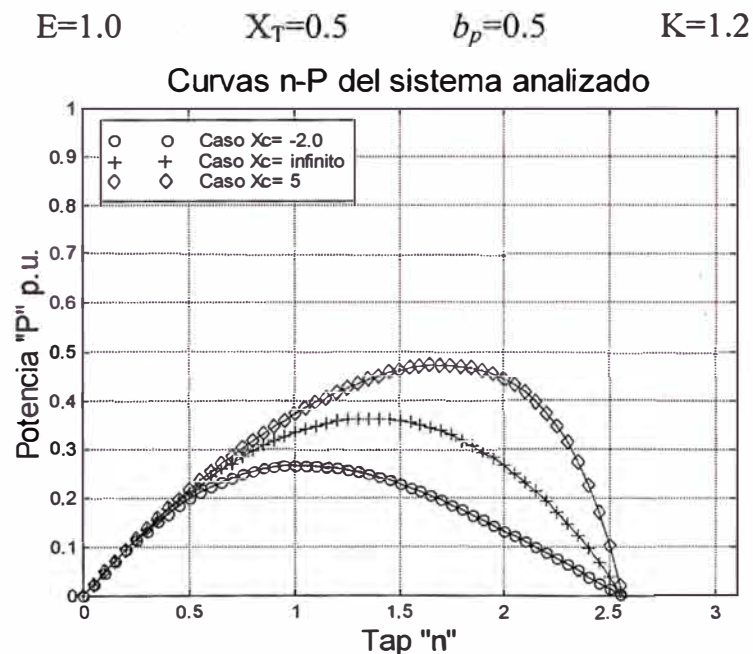


Fig. 5.8 Transferencia de potencia bajo diferentes compensaciones.

Grafica con $b_p=0.75$

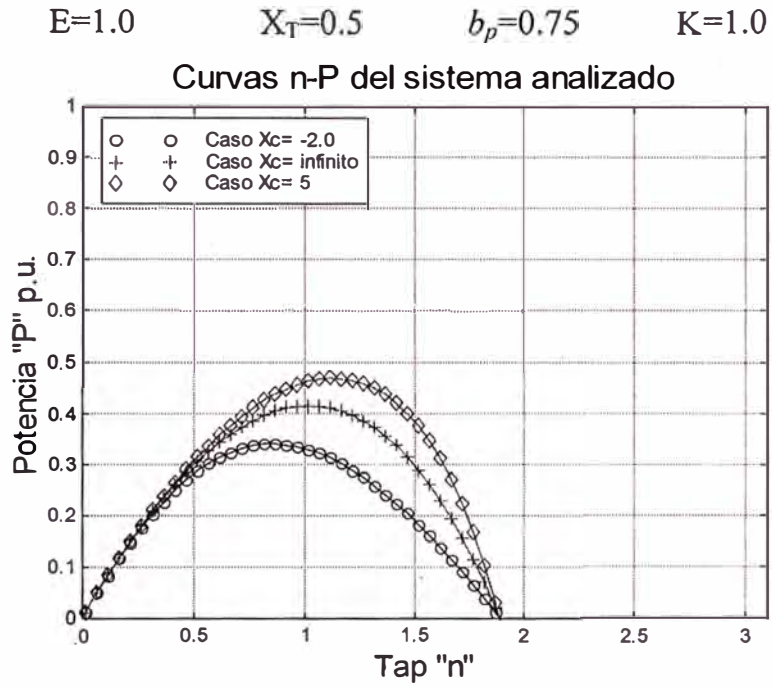


Fig. 5.9 Transferencia de potencia bajo diferentes compensaciones.

Con $b_p=1.0$

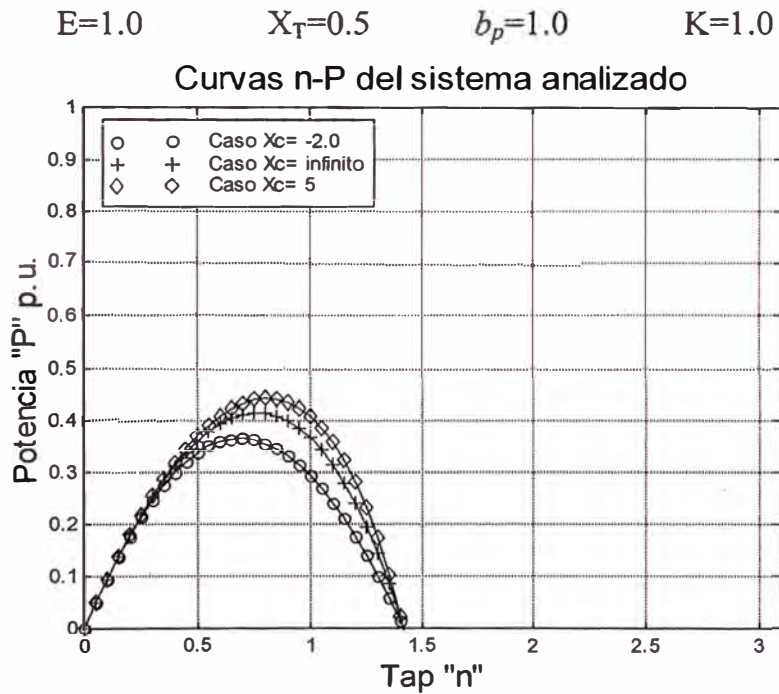


Fig. 5.10 Transferencia de potencia bajo diferentes compensaciones.

Cuanto mas dependiente de la tensión sea la carga ($P = b_p V$), la *transferencia de potencia* dependerá de esta, por esto la disminución cuando b_p tiende a 1.

5.3 Barra Infinita con Carga Resistiva Constante y Sensible a la Tensión

La gráfica que se muestra es la misma que la del capítulo anterior 4.5, se usará solo para referencia y comparación con las desarrolladas en estas simulaciones.

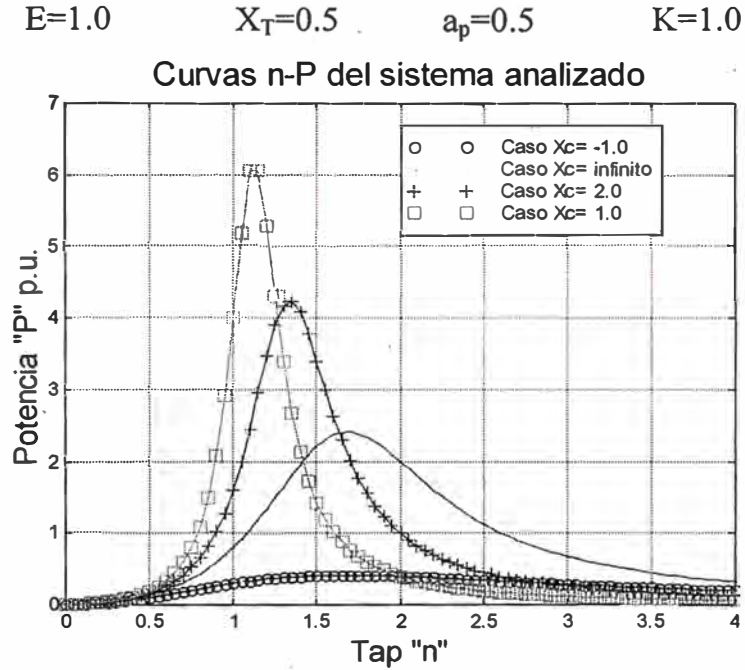


Fig. 5.11 Efectos de operación del OLTC en la transferencia de potencia.

Para valores de:

$E=1.0$ $X_T=0.5$ $a_p=0.25$ $K=1.0$

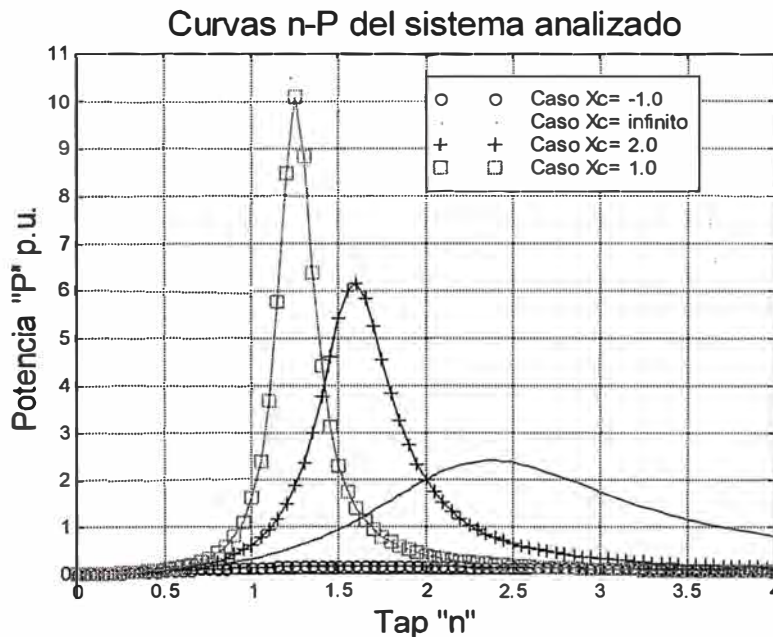


Fig. 5.12 Efectos de operación del OLTC

Para valores de:

$$E=1.0 \quad X_T=0.5 \quad a_p=0.75 \quad K=1.0$$

Curvas n-P del sistema analizado

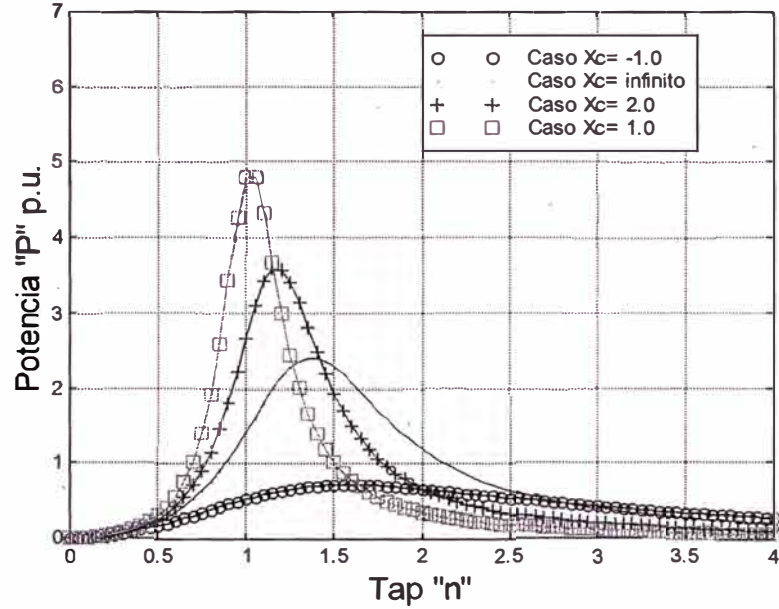


Fig. 5.13 Efectos de operación del OLTC

Para valores de:

$$E=1.0 \quad X_T=0.5 \quad a_p=1.0 \quad K=1.0$$

Curvas n-P del sistema analizado

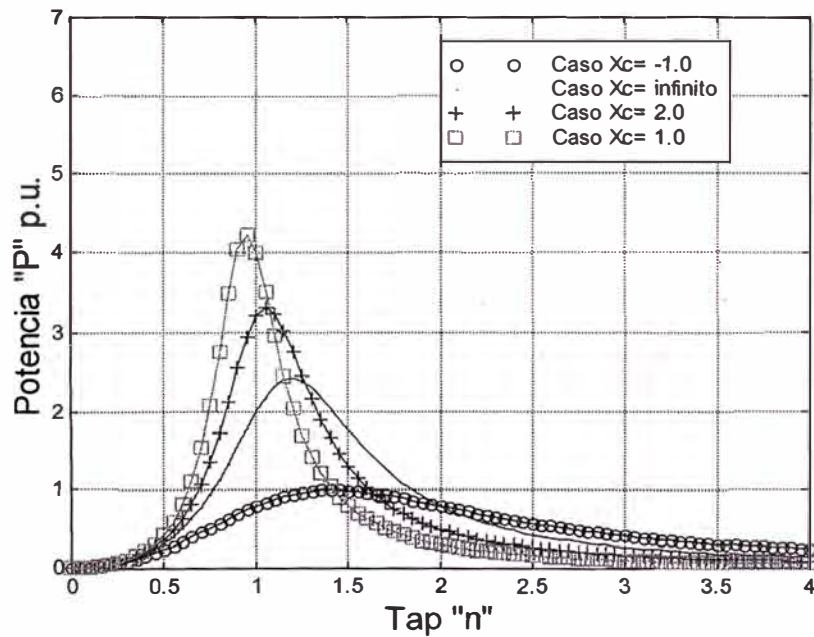


Fig. 5.14 Efectos de operación del OLTC

Para valores variables de K:

$E=1.0$ $X_T=0.5$ $a_p=0.5$ $K=0.85$

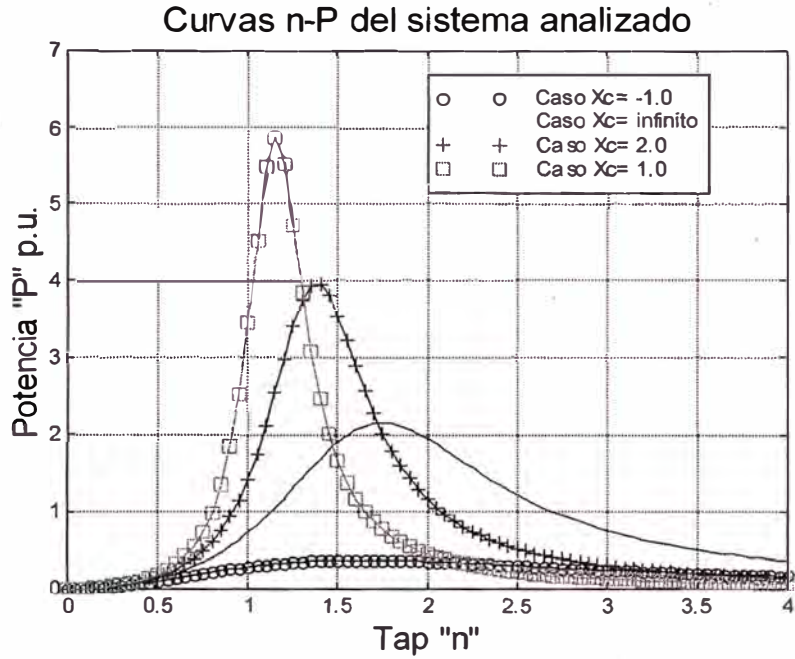


Fig. 5.15 Efectos de operación del OLTC

Para valores de:

$E=1.0$ $X_T=0.5$ $a_p=0.5$ $K=1.3$

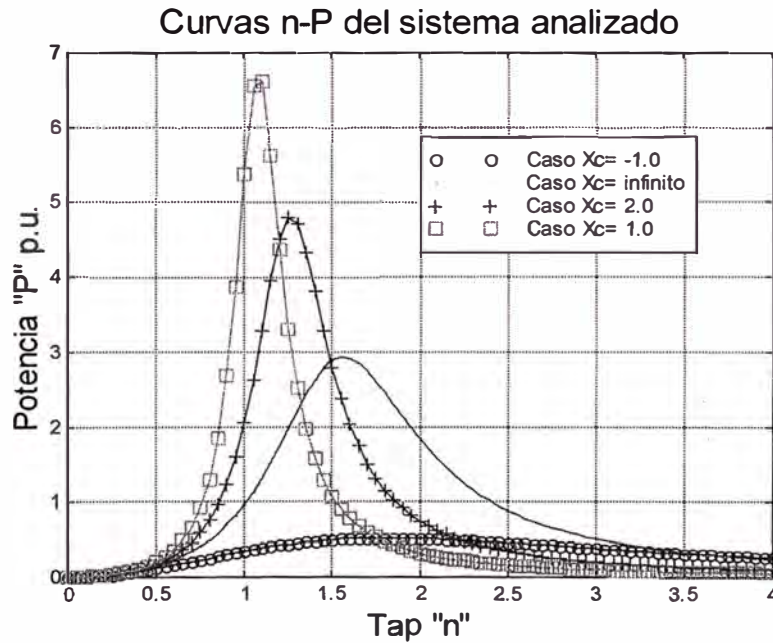


Fig. 5.16 Efectos de operación del OLTC

Para valores de $K < 1$ la transferencia de potencia disminuye, y para valores de mayores 1, la transferencia aumenta.

CONCLUSIONES

Conclusiones

1. En este trabajo es necesario enfatizar que la tensión E de generación (Fig. 4.1) permanece constante constituyéndose un punto de partida importante para el análisis realizado. Esta hipótesis es equivalente a asumir que no existe ningún disturbio que afecte el módulo de E .
2. Los efectos de la operación del **OLTC** en la estabilidad de tensión han sido discutidos analíticamente en este informe basado en un sistema simple. Se ha visto que, además de restaurar la carga, el **OLTC** también extiende el máximo límite de transferencia de potencia para un centro de carga, porque la **OLTC** influye en reactancia resultante transformador-línea ($n^2 X_T$) según la Fig 4.1. Para la carga de Potencia Constante, si hay una compensación capacitiva shunt y la red de sistema con compensación no pasa a la condición de 'resonancia' la operación ascendente del Tap aumenta el límite de transferencia de potencia a la carga. Por lo que respecta a la carga dependiente de Tensión, los máximos incrementos de capacidad de transferencia de potencia ocurren tal como se puede apreciar, cuando el **OLTC** opera hacia arriba hasta antes de que el punto inverso sea alcanzado.
3. Los disturbios en un sistema pueden cambiar la estructura de la red (por ejemplo, la pérdida de líneas de transmisión), o el estado de operación del sistema (por ejemplo, la acción de limitación de la corriente de campo de los sistemas de excitación del generador). Por lo tanto la habilidad de transferencia de carga podría estar grandemente disminuida comparado con el sistema original. Como el **OLTC** trata de mantener la tensión en la carga dentro de la banda determinada, la carga estará gradualmente recuperada (o casi) al nivel normal.

4. Durante el periodo de aumento de carga, el inherente límite máximo de transferencia de carga de un sistema de potencia no es disminuido en virtud de la configuración particular de sistema. El **OLTC**, en este caso es de ayuda para mantener un estado estable de tensión y suministrar las aumentadas demandas del cliente.
5. Con la ayuda de un software se puede realizar las simulaciones de los análisis realizados en forma dinámica, además de tener los datos precisos de todos los parámetros de los equipos, reactancias, constantes de tiempo y ganancias.
6. El complemento para la investigación más detallada, de los Tap variables (**OLTC**) se vería beneficiado por el desarrollo del estudio de los modelos de Taps discretos y continuos junto a sus respectivas características principales de control de **OLTC**, como se puede apreciar en [9].

ANEXOS

ANEXO A: CASO CON CARGA DE POTENCIA CONSTANTE (n Vs P)

Programa para Figura 4.3

%Programa para graficar Tap - Potencia

%PROGRAMA PRINCIPAL

function fig4_3 %Fig 4.3 de Informe de Suficiencia

clear all

close all

clc

%Datos nominales del circuito

E=1.0; %Tensión en bornes de la barra infinita

XT=0.5; %Reactancia del sistema Línea-Trafo

Xc=1.0; %Reactancia del Banco de Condensadores

K=0.75; %Relación entre P y Q ($Q=KP$)

%CASO 1: Para valores de n, cuando $(n^2*XT-Xc)<0$

% $0<n<\sqrt{2}$

a1=sqrt(Xc/XT)-0.01;

m=0;

for n1=0.001:0.02:a1

 Pcar=fig4_3_P_n(0,E,Xc,XT,K,n1);

 m=m+1;

 tap1(m)=n1;

 Pcarga1(m)=Pcar;

end

%CASO 2: Para valores de n, cuando $(n^2*XT-Xc)>0$

% $n>\sqrt{2}$

a2=sqrt(Xc/XT)+0.01;

r=0;

for n2=a2:0.02:3.5

 Pcar=fig4_3_P_n(1,E,Xc,XT,K,n2);

 r=r+1;

 tap2(r)=n2;

 Pcarga2(r)=Pcar;

end

%Grafica resultados Caso 1

plot(tap1,Pcarga1,'*',tap2,Pcarga2,'o');hold on

plot(tap1,Pcarga1,tap2,Pcarga2);

grid on

axis([0 3.5 0 3.5]);

title('Potencia en función del Tap','fontsize',16);

xlabel('Tap "n"', 'fontsize',15);

ylabel('Potencia "P" p.u.', 'fontsize',15);

legend('nXT-Xc<0','nXT-Xc>0',2);

hold on

%Función para hallar los valores de p en p.u.

```
function Pcar=fig4_3_P_n(cte,E,Xc,XT,K,n)
switch cte
case 0
    Pcar=(K-sqrt(1+K^2))*(Xc*E^2/(2*XT))/(XT*n^2-Xc);
case 1
    Pcar=(K+sqrt(1+K^2))*(Xc*E^2/(2*XT))/(XT*n^2-Xc);
otherwise
    disp('Error tipo de modelo de carga activa no existe'):pause;
    quit
end
```

ANEXO B: CASO CON CARGA DE POTENCIA CONSTANTE (P Vs V)

Programa para Figura 4.4

%Programa para graficar la curva P-V

%PROGRAMA PRINCIPAL

function fig4_4 %Fig4.4 del Informe de Suficiencia

clear all

close all

clc

%Datos nominales del circuito

E=1.0; %Tensión en bornes de la barra infinita

XT=0.5; %Reactancia del sistema Línea-Trafo

Xc=1.0; %Reactancia del Banco de Condensadores

K=0.75; %Relación entre P y Q (Q=KP)

%A.- PARA UN VALOR DE n=0.85;

n=0.85;

%CASO 1: Para solución de Vr con "+"

m=0;

A=fig4_4_Solucion_DiscriminanteP(E,Xc,XT,K,n);

for Pa=A(1):0.025:A(2)

Var=fig4_4_Tension_P(0,E,Xc,XT,K,n,Pa);

m=m+1;

Vai(m)=n*XT*Pa/E;

Var(m)=Var;

Voltajea(m)=sqrt(Vai(m)^2+Var(m)^2);

Potenciaaa(m)=Pa;

end

%CASO 2: Para solución de Vr con "-"

for Pa=A(2):-0.025:A(1)

Var=fig4_4_Tension_P(1,E,Xc,XT,K,n,Pa);

m=m+1;

Vai(m)=n*XT*Pa/E;

Var(m)=Var;

Voltajea(m)=sqrt(Vai(m)^2+Var(m)^2);

Potenciaaa(m)=Pa;

end

%B.- PARA UN VALOR DE n=0.90;

n=0.9;

%CASO 1: Para solución de Vr con "+"

m=0;

B=fig4_4_Solucion_DiscriminanteP(E,Xc,XT,K,n);

for Pb=B(1):0.025:B(2)

Vbr=fig4_4_Tension_P(0,E,Xc,XT,K,n,Pb);

m=m+1;

```

Vbi(m)=n*XT*Pb/E;
Vbr(m)=Vbr;
Voltajeb(m)=sqrt(Vbi(m)^2+Vbr(m)^2);
Potenciab(m)=Pb;
end
%CASO 2: Para solución de Vr con "-"
for Pb=B(2):-0.025:B(1)
  Vbr=fig4_4_Tension_P(1,E,Xc,XT,K,n,Pb);
  m=m+1;
  Vbi(m)=n*XT*Pb/E;
  Vbr(m)=Vbr;
  Voltajeb(m)=sqrt(Vbi(m)^2+Vbr(m)^2);
  Potenciab(m)=Pb;
end

%C.- PARA UN VALOR DE n=0.95;
n=0.95;
%CASO 1: Para solución de Vr con "+"
m=0;
C=fig4_4_Solucion_DiscriminanteP(E,Xc,XT,K,n);
for Pc=C(1):0.025:C(2)
  Vcr=fig4_4_Tension_P(0,E,Xc,XT,K,n,Pc);
  m=m+1;
  Vci(m)=n*XT*Pc/E;
  Vcr(m)=Vcr;
  Voltajec(m)=sqrt(Vci(m)^2+Vcr(m)^2);
  Potenciac(m)=Pc;
end
%CASO 2: Para solución de Vr con "-"
for Pc=C(2):-0.025:C(1)
  Vcr=fig4_4_Tension_P(1,E,Xc,XT,K,n,Pc);
  m=m+1;
  Vci(m)=n*XT*Pc/E;
  Vcr(m)=Vcr;
  Voltajec(m)=sqrt(Vci(m)^2+Vcr(m)^2);
  Potenciac(m)=Pc;
end

%D.- PARA UN VALOR DE n=1.00;
n=1.00;
%CASO 1: Para solución de Vr con "+"
m=0;
D=fig4_4_Solucion_DiscriminanteP(E,Xc,XT,K,n);
for Pd=D(1):0.025:D(2)
  Vdr=fig4_4_Tension_P(0,E,Xc,XT,K,n,Pd);
  m=m+1;
  Vdi(m)=n*XT*Pd/E;
  Vdr(m)=Vdr;
  Voltajed(m)=sqrt(Vdi(m)^2+Vdr(m)^2);

```

```

    Potenciad(m)=Pd;
end
%CASO 2: Para solución de Vr con "-"
for Pd=D(2):-0.025:D(1)
    Vdr=fig4_4_Tension_P(1,E,Xc,XT,K,n,Pd);
    m=m+1;
    Vdi(m)=n*XT*Pd/E;
    Vdr(m)=Vdr;
    Voltajed(m)=sqrt(Vdi(m)^2+Vdr(m)^2);
    Potenciad(m)=Pd;
end

%Grafica resultados Casos 1
plot(Potenciaa,Voltajea,'o',Potenciab,Voltajeb,'.',Potenciac,Voltajec,'d',Potenciad,Voltajed,'+');
hold on
plot(Potenciaa,Voltajea,Potenciab,Voltajeb,Potenciac,Voltajec,Potenciad,Voltajed);
grid
axis([0 1.1 0 2.2]);
title('Curvas P-V del sistema analizado','fontsize',16);
xlabel('Potencia "P" p.u.','fontsize',15);
ylabel('Tensión "V" p.u.','fontsize',15);
legend('Caso n=0.85','Caso n=0.90','Caso n=0.95','Caso n=1.00',0);
hold on

%Función para calcular los valores límites de P
function raiz=fig4_4_Solucion_DiscriminanteP(E,Xc,XT,K,n)
r=4*(XT/E)^2*(n^2*XT-Xc)^2;
s=-4*(n^2*XT-Xc)*XT*Xc*K;
t=-(Xc*E)^2;
raiz=roots([r s t]);

%Función para calcular los valores de Vr por cada valor de P
function Voltaje=fig4_4_Tension_P(cte,E,Xc,XT,K,n,P)
switch cte
case 0
    Voltaje=-(0.5*n*Xc*E)/(XT*n^2-Xc)+0.5*n/(XT*n^2-Xc)*sqrt((Xc*E)^2-4*(XT*n^2-Xc)*((XT*P/E)^2*(XT*n^2-Xc)-XT*Xc*K*P));
case 1
    Voltaje=-(0.5*n*Xc*E)/(XT*n^2-Xc)-0.5*n/(XT*n^2-Xc)*sqrt((Xc*E)^2-4*(XT*n^2-Xc)*((XT*P/E)^2*(XT*n^2-Xc)-XT*Xc*K*P));
otherwise
    disp('Error tipo de modelo de carga activa no existe'):pause;
    quit
end

```


ANEXO C: CASO CON CARGA DE CORRIENTE CONSTANTE

Programa para Figura 4.5

%Programa para graficar Tap - Potencia del caso B

%PROGRAMA PRINCIPAL

function fig4_5

clear all

close all

clc

%Datos nominales del circuito

E=1.0;

%Tensión en bornes de la Barra Infinita

bp=0.5;

%Constante del modelo $P=bpV$

XT=0.5;

%Reactancia del sistema Línea-Trafo

K=1;

%Relación entre P y Q ($Q=KP$)

%Se debe tomar en cuenta la relacion diferente de $n=(Xc/XT)$

%CASO B: Para valores de $-1/(bp*XT)<n<1/(bp*XT)$ y varios valores de Xc

%I).- Para $Xc=-2$

Xc=-2;

%Reactancia de banco de condensadores

j=1/(bp*XT);

m=0;

for n=-j:0.05:j

 Pcar=fig4_5_P_n(bp,E,Xc,XT,K,n);

 m=m+1;

 tapI(m)=n;

 PcargaI(m)=Pcar;

end

%II).- Para $Xc=4000$

Xc=4000;

%Reactancia de banco de condensadores

m=0;

for n=-j:0.05:j

 Pcar=fig4_5_P_n(bp,E,Xc,XT,K,n);

 m=m+1;

 tapII(m)=n;

 PcargaII(m)=Pcar;

end

%III).- Para $Xc=5$

Xc=5;

%Reactancia de banco de condensadores

m=0;

for n=-j:0.05:j

 Pcar=fig4_5_P_n(bp,E,Xc,XT,K,n);

 m=m+1;

```

    tapIII(m)=n;
    PcargaIII(m)=Pcar;
end

%Grafica resultados Caso 1
plot(tapI,PcargaI,'o',tapII,PcargaII,'+',tapIII,PcargaIII,'d');hold on
plot(tapI,PcargaI,tapII,PcargaII,tapIII,PcargaIII);grid on
axis([0 3 0 0.75]);
title('Curvas n-P del sistema analizado','fontsize',16);
xlabel('Tap "n"', 'fontsize',15);
ylabel('Potencia "P" p.u.', 'fontsize',15);
legend('Caso Xc= -2.0','Caso Xc= infinito','Caso Xc= 5',2);
hold on

hold on

%Función para hallar los valores de p en p.u.

function Pcar=fig4_5_P_n(bp,E,Xc,XT,K,n)
Pcar=-(n*Xc*bp)/(n^2*XT-Xc)*(sqrt(E^2-(bp*n*XT)^2)-bp*n*XT*K);

```

ANEXO D: CASO CON CARGA RESISTIVA SENSIBLE A LA TENSIÓN

Programa para Figura 4.6

%Programa para graficar Tap - Potencia del caso C

%PROGRAMA PRINCIPAL

function fig4_6

clear all

close all

clc

%Datos nominales del circuito

E=1.0;

%Tensión en bornes de la carga

ap=0.5;

%Constante del modelo $P=apV^2$

XT=0.5;

%Reactancia en sistema Línea-Trafo

K=1;

%Relación entre P y Q ($Q=KP$)

%CASO C:

%Para condensadores $XC=-1$

Xc=-1;

%Reactancia de banco de condensadores

m=0;

for n=5:-0.05:0.002

 Pcar=fig4_6_P_n(ap,E,Xc,XT,K,n);

 m=m+1;

 tap1(m)=n;

 Pcarga1(m)=Pcar;

end

for n=-0.002:-0.05:-5

 Pcar=fig4_6_P_n(ap,E,Xc,XT,K,n);

 m=m+1;

 tap1(m)=n;

 Pcarga1(m)=Pcar;

end

%Para condensadores $XC=infinito$

Xc=500000;

%Reactancia de banco de condensadores

m=0;

for n=5:-0.05:0.002

 Pcar=fig4_6_P_n(ap,E,Xc,XT,K,n);

 m=m+1;

 tap2(m)=n;

 Pcarga2(m)=Pcar;

end

for n=-0.002:-0.05:-5

 Pcar=fig4_6_P_n(ap,E,Xc,XT,K,n);

 m=m+1;

 tap2(m)=n;

 Pcarga2(m)=Pcar;

```

end

%Para condensadores XC=2
Xc=2; %Reactancia de banco de condensadores
m=0;
for n=5:-0.05:0.002
    Pcar=fig4_6_P_n(ap,E,Xc,XT,K,n);
    m=m+1;
    tap3(m)=n;
    Pcarga3(m)=Pcar;
end
for n=-0.002:-0.05:-5
    Pcar=fig4_6_P_n(ap,E,Xc,XT,K,n);
    m=m+1;
    tap3(m)=n;
    Pcarga3(m)=Pcar;
end

%Para condensadores XC=1
Xc=1; %Reactancia de banco de condensadores
m=0;
for n=5:-0.05:0.002
    Pcar=fig4_6_P_n(ap,E,Xc,XT,K,n);
    m=m+1;
    tap4(m)=n;
    Pcarga4(m)=Pcar;
end
for n=-0.002:-0.05:-5
    Pcar=fig4_6_P_n(ap,E,Xc,XT,K,n);
    m=m+1;
    tap4(m)=n;
    Pcarga4(m)=Pcar;
end

%Grafica resultados Caso C
plot(tap1,Pcarga1,'o',tap2,Pcarga2,'.',tap3,Pcarga3,'+',tap4,Pcarga4,'s');
hold on
plot(tap1,Pcarga1,tap2,Pcarga2,tap3,Pcarga3,tap4,Pcarga4);
grid on
axis([0 2.65 0 2.5]);
title('Curvas n-P del sistema analizado','fontsize',16);
xlabel('Tap "n"', 'fontsize',15);
ylabel('Potencia "P" p.u.', 'fontsize',15);
legend('Caso Xc= -1.0','Caso Xc= infinito','Caso Xc= 2.0','Caso Xc= 1.0',0);
hold on

%Función para hallar los valores de p en p.u.
function Pcar=fig5_P_n(ap,E,Xc,XT,K,n)
Pcar=ap*(((ap*n*XT*K)/E-(n*XT)/(E*Xc)+1/(n*E))^2+(ap*n*XT)^2/E^2)^(-1);

```

ANEXO E: PAPER “INVESTIGACION DE LOS EFECTOS DE LOS TAPS EN EL COLAPSO DE TENSIÓN”

Una Investigación de los Efectos de los Taps Bajo Carga de los Transformadores (OLTC) en el Colapso de Tensión

T. X. Zhu, S. K. Tso, Senior Member IEEE, and K. L. Lo

Extracto: Se sabe que después de los disturbios, los OLTC actúan para restaurar la tensión de barra de la carga y así restaurar la potencia de la carga para acercarse al nivel pre-disturbio. Como el sistema está probablemente debilitado por las contingencias, éste lo hará a menudo encima de los suministros existentes debido a un incremento de pérdidas y reducción en la capacidad de potencia de planta (central eléctrica), y de este modo puede resultar el colapso de tensión. Este informe discute el efecto menos enfatizado del OLTC desde otro punto de vista, es decir, cómo es afectado el máximo límite de transferencia de potencia por el OLTC. Además de restaurar la carga, el OLTC también prolonga la capacidad de transferencia de potencia. Si el efecto global es beneficioso o contra productivo depende de la habilidad del sistema para balancear la cantidad de límite extendido de la transferencia de potencia y la cantidad de carga recuperada por los taps.

Índice de Términos: Colapso de tensión, límite de transferencia de potencia, curva P-V generalizada, característica de carga.

I. INTRODUCCIÓN

El problema de estabilidad de tensión se ha convertido en una preocupación principal para la operación y planificación del sistema de potencia actual, como resultado de las condiciones aumento de carga y sobrecarga. Los límites de transmisión de muchas industrias eléctricas son impuestos por la inestabilidad de tensión una vez que la estabilidad potencia-ángulo ha sido mejorada por los controles especialmente diseñados para estabilidad transitoria. Se han realizado varios trabajos para mejorar la comprensión de la inestabilidad de tensión [1].

Es bien conocido que la operación de los Taps bajo carga (OLTC's) tiene una influencia significativa en la inestabilidad de tensión. De hecho, la mayor parte de la literatura actual se ha concentrado en la contribución de los OLTCs en el colapso de tensión [2]-[3]. Se considera generalmente que la operación del OLTC acelera el proceso del colapso de tensión, al tratar de restaurar la carga en el sistema de distribución a casi el nivel pre-disturbio. En las empresas eléctricas, el bloquear el OLTC, es a menudo puesto en práctica como una contramedida para impedir la inestabilidad de tensión.

Este informe direcciona los efectos de la operación del OLTC en el colapso de tensión, del punto de vista, de cómo el límite de transferencia de potencia, desde la generación hacia el centro de carga, puede ser afectado por operación del OLTC. Se muestra que la operación del OLTC puede aumentar la habilidad de transferencia de potencia bajo las condiciones prácticas de sistema, y así se puede tener efectos potencialmente beneficiosos en la estabilidad de tensión y consecuentemente incrementar la estabilidad de tensión.

S. K. Tso is with Centre for Intelligent Design, Automation and Manufacturing, City University of Hong Kong, Hong Kong.
K. L. Lo is with the Dept. of Elect. & Electr. Eng., University of Strathclyde, Glasgow, Scotland, United Kingdom.
Publisher Item Identifier S 0885-8950(00)03780-9.

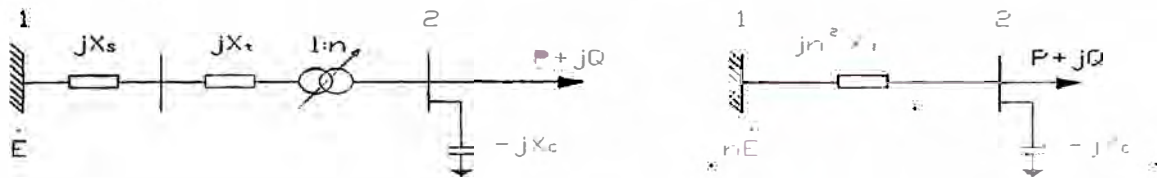


Fig. 1. Sistema de modelo simple y el sistema equivalente.

Los resultados analíticos de los efectos de la operación del **OLTC** en la estabilidad de tensión, son primero presentados para un sistema simple. Estos efectos son entonces ilustrados asumiendo que dos acontecimientos ocurren en el simple sistema—disturbio en el lado de la fuente de potencia y el incremento de carga en el lado de carga. Finalmente, los efectos favorables de los **OLTC**'s en la estabilidad de tensión están simulados y explicados usando un sistema de potencia multi-máquina con un modelado dinámico detallado de generadores y cargas. Se puede generalmente concluir que los **OLTC**'s pueden aumentar el límite de transferencia de potencia en los sistemas prácticos de potencia.

II. ANÁLISIS ANALÍTICO DE LOS EFECTOS DEL OLTC

A. Barra Infinita con carga de potencia constante

Considere un sistema simple mostrado en Fig. 1, donde la carga de potencia constante es suministrada de la barra infinita a través del **OLTC**. La fuente de potencia es a tensión constante \dot{E} (barra 1), detrás de una reactancia X_s . La reactancia del **OLTC** es jX_t , y la reactancia del condensador shunt es $-jX_c$. El sistema puede reducirse a un sistema equivalente con los parámetros referidos al lado de carga, donde $X_T = X_s + X_t$. El empleo de la representación π del **OLTC** da los mismos resultados analíticos.

Del circuito equivalente, se obtiene la siguiente ecuación:

$$\boxed{\frac{n\dot{E} - \dot{V}_2 + P - jQ}{jn^2 X_T} = \frac{\dot{V}_2}{-jX_C}} \quad (1)$$

Donde \hat{V}_2 es la conjugada de \dot{V}_2 . Hacemos $\dot{E} = E + j0$ y $\dot{V}_2 = V_r + jV_i$ y tenemos de

$$\frac{nE(V_r - jV_i) - (V_r^2 + V_i^2) + jn^2 X_T(P - jQ)}{jn^2 X_T(V_r - jV_i)} = \frac{(V_r + jV_i)}{-jX_C}$$

$$nE(V_r - jV_i) + (V_r^2 + V_i^2) \left(\frac{n^2 X_T}{X_C} - 1 \right) + jn^2 X_T (P - jQ) = 0$$

$$\boxed{nE(V_r - jV_i) + (V_r^2 + V_i^2) \left(\frac{n^2 X_T - X_C}{X_C} \right) + n^2 X_T Q = -jn^2 X_T P} \quad (2)$$

Igualando la parte compleja, tenemos:

$$V_i = PnX_T/E \quad (\alpha)$$

Y de la parte real:

$$(n^2 X_T - X_C)V_r^2 + nX_C E V_r + \frac{(nX_T P)^2}{E^2} (n^2 X_T - X_C) + n^2 X_T X_C Q = 0$$

Reemplazando $K=Q/P$, resulta:

$$\boxed{(n^2 X_T - X_C)V_r^2 + nX_C E V_r + (nX_T P)^2 \cdot \frac{(n^2 X_T - X_C)}{E^2} + n^2 X_T X_C KP = 0} \quad (3)$$

Resultando la solución para V_r tal como se muestra en (4) al pie de la página. Para obtener un significativo V_r , hace falta que:

$$(X_C E)^2 - 4(n^2 X_T - X_C) \left[\left(\frac{X_T P}{E} \right)^2 (n^2 X_T - X_C) + X_T X_C KP \right] \geq 0,$$

$$(X_C E)^2 \geq 4 \left[\left(\frac{X_T P}{E} \right)^2 (n^2 X_T - X_C)^2 + X_T X_C KP (n^2 X_T - X_C) \right]$$

Haciendo un cambio de variable: $a = \left(\frac{X_T P}{E} \right) (n^2 X_T - X_C)$; tenemos:

$$\frac{(X_C E)^2}{4} \geq [a^2 + X_C KEa] + \left(\frac{X_C KE}{2} \right)^2 - \left(\frac{X_C KE}{2} \right)^2$$

$$\boxed{(X_C E)^2 + (X_C KE)^2 \geq (2a + X_C KE)^2} \quad (\phi)$$

y $n^2 X_T - X_C \neq 0$, es decir que,

$$\frac{X_C}{2X_T(n^2 X_T - X_C)} \left[-K + \sqrt{K^2 + 1} \right] E^2 \leq P \leq 0, \quad (\text{Si } n^2 X_T - X_C < 0);$$

$$V_r = \frac{-nX_C E}{2(n^2 X_T - X_C)} \pm \frac{n \sqrt{(X_C E)^2 - 4(n^2 X_T - X_C) \left[\left(\frac{X_T P}{E} \right)^2 (n^2 X_T - X_C) + X_T X_C K P \right]}}{2(n^2 X_T - X_C)} \quad (4)$$

$$\frac{X_C}{2X_T(n^2 X_T - X_C)} \left[K - \sqrt{K^2 + 1} \right] E^2 \leq P \leq 0, \quad (\text{Si } n^2 X_T - X_C < 0);$$

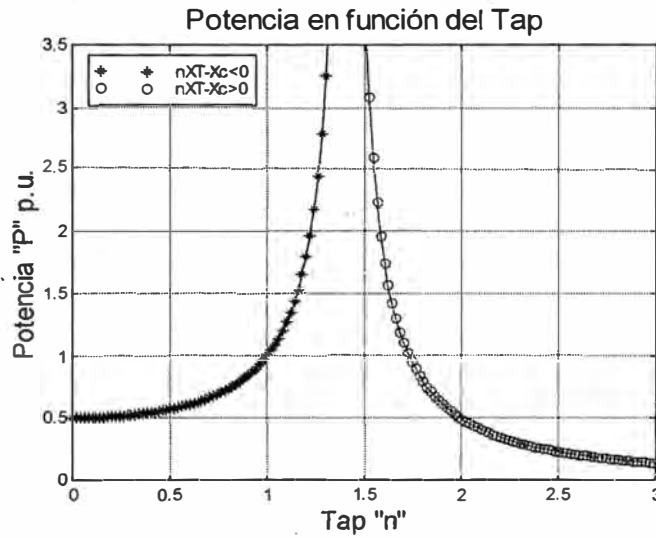


Fig.2. Límite de potencia afectado por el Tap ($\alpha = n^2 X_T - X_C$).

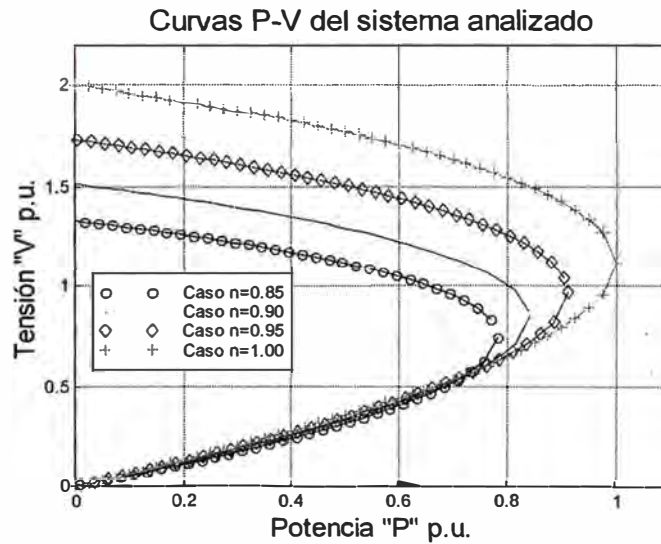


Fig. 3. Límite extendido de potencia por diferentes Taps ($X_C = 1.0$ p.u.).

Hay por lo tanto un *límite para la transferencia de potencia* a la barra de carga 2. La Fig. 2 muestra cómo la máxima transferencia de potencia es afectada por el Tap n asumiendo $E=1.0$ p.u., $X_T=0.5$ p.u., $X_C=1.0$ p.u., y $K=0.75$. En el rango de $0 < n < \sqrt{2}$, donde $n^2 X_T - X_C < 0$, el máximo límite de transferencia de potencia puede ser aumentado activando el tap del OLTC hacia arriba. Una vez $n > \sqrt{2}$ (o sea $n^2 X_T - X_C > 0$), que representa un caso sumamente sobre-compensado, el máximo *límite de transferencia de potencia* decrecerá, mientras el tap es aumentado. La línea punteada es la condición resonante con $n = \sqrt{2}$. Cuando $X_C \rightarrow \infty$, que represente el caso descompensado del sistema, luego $P=1.0$ p.u. para todos los valores taps.

Como se muestra en la curva $P-V$, Fig. 3, las máximas cargas que el sistema puede proveer a la barra 2 (puntos de codo en la figura) están ampliadas por la serie de valores incrementadas de los taps. Todas las veces que apareciera alguna capacitancia shunt en el centro de carga de potencia constante, y la red de sistema después de la compensación no alcanza la condición resonante, la habilidad del suministro para la carga es aumentada con la operación ascendente del OLTC, y esta extensión de *límite de transferencia de potencia* no requiere que la potencia reactiva neta de la carga, después de la compensación sea capacitiva. La naturaleza verdadera de este transferencia extendida de potencia esta asociada al hecho que la operación del OLTC permite igualar (corresponder) entre la impedancia de línea-transformador y impedancia reflejada de la línea-compensador para ser mejorado.

B. Barra Infinita con Carga de Corriente Constante

Suponga el modelo de carga de la Fig. 1, tiene la forma $P=b_p V$ y $Q=b_q V=KP$, lo cual representa un tipo de característica de carga actual (o corriente) constante. Luego de ecuación (1), asumiendo $E=1.0$ p.u., Tenemos:

$$P = b_p V = b_p \sqrt{V_i^2 + V_r^2} \quad (\beta)$$

Además de (α)

$$V_i = P n X_T / E$$

$$V_i = b_p \sqrt{V_i^2 + V_r^2} n \frac{X_T}{E}$$

$$V_i = \pm V_r \frac{b_p n X_T}{\sqrt{E^2 - (b_p n X_T)^2}} \quad \text{Reemplazando en } (\beta)$$

$$P = b_p \frac{V_r}{\sqrt{E^2 - (b_p n X_T)^2}} \quad (\theta)$$

Reemplazando en (3) tenemos:

$$(n^2 X_T - X_C) V_r + n X_C E + (n^2 X_T - X_C) \left(\frac{n X_T}{E} \right)^2 \frac{b_p^2 V_r}{E^2 - (b_p n X_T)^2} + \frac{b_p n^2 X_T X_C K}{\sqrt{E^2 - (b_p n X_T)^2}} = 0$$

$$\frac{(n^2 X_T - X_C)}{E^2 - (b_p n X_T)^2} V_r + n X_C E + \frac{b_p n^2 X_T X_C K}{\sqrt{E^2 - (b_p n X_T)^2}} = 0$$

Tenemos:

$$V_r = \frac{-n X_C}{n^2 X_T - X_C} \left[E^2 - (b_p n X_T)^2 + b_p n X_T k \sqrt{E^2 - (b_p n X_T)^2} \right] \quad (5)$$

Como $E=1.0$ p.u., Tenemos:

$$V_i = \pm V_r \frac{b_p n X_T}{\sqrt{1 - (b_p n X_T)^2}} \quad (6)$$

De (5) y (6)

$$P = \frac{-n X_C b_p}{n^2 X_T - X_C} \left[\sqrt{1 - (b_p n X_T)^2} + b_p n X_T K \right] \quad (7)$$

Las condiciones para soluciones significativas de V_r , V_i y P en ecuaciones (5), (6) y (7) son:

$$n < \left| \frac{1}{b_p X_T} \right|; \quad n \neq \left| \frac{1}{b_p X_T} \right|; \quad \text{and} \quad n \neq \sqrt{X_C / X_T}.$$

La Fig. 4 muestra el límite de transferencia de potencia afectado por la operación del OLTC para tres tipos de compensaciones shunts: con condensador shunt (paralelo), sin compensación y con compensación inductiva shunt. Las líneas punteadas en la figura representan los puntos de "acción inversa" de los Taps [4]. Se observa que antes de que se alcancen los puntos inversos, la operación ascendente del OLTC incrementa la máxima transferencia de potencia a la carga. El condensador shunt tiende a intercambiar el punto inverso del OLTC para un mayor valor, y así aumentar el límite de transferencia de potencia.

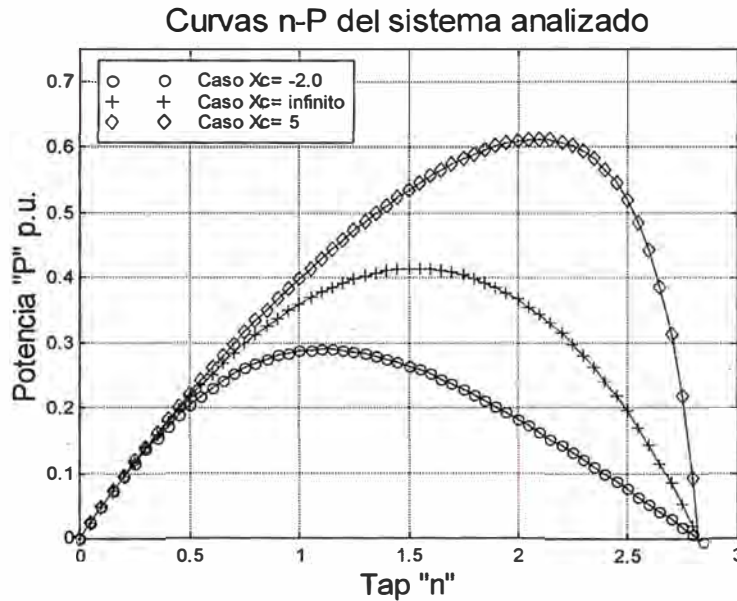


Fig.4. Efectos de operación del OLTC en el límite de transferencia de potencia bajo diferentes compensaciones ($b_p=0.5$, $K=1.0$).

C. Barra Infinita con carga Resistiva Constante y sensible a la Tensión

Permitir al sistema de barra infinita de la Fig. 1 suministrar una carga resistiva-pura $P+jQ = a_p V^2 + j a_q V^2$ con un factor de potencia K , con $E=1.0$ p.u. Luego la potencia real para la carga resistiva constante será:

De: $P = a_p V^2$; $V^2 = V_i^2 + V_r^2$ y de (α) tenemos:

$$\frac{E V_i}{n X_T} = a_p (V_i^2 + V_r^2) \Rightarrow V_r^2 = \frac{E V_i}{n X_T a_p} - V_i^2 \Rightarrow V_r^2 = \frac{P}{a_p} - \frac{n^2 X_T^2 P^2}{E^2} \quad (\delta)$$

Reemplazando en (3) y despejando V_r tenemos:

$$\frac{P}{a_p} (n^2 X_T - X_C) + n E X_C V_r + n^2 X_T X_C K P = 0$$

$$V_r = \frac{P(n^2 X_T X_C K + \frac{n^2 X_T - X_C}{a_p})}{n E X_C} \quad (\phi)$$

Reemplazando (δ) en (ϕ):

$$P = \frac{a_p}{(n X_T / X_C - 1/n + n X_T K a_p)^2 + (n X_T K a_p)^2} \quad (8)$$

El índice de Tap n afectará la máxima potencia de transferencia P bajo condiciones diferentes de compensación, como se muestra en la Fig. 5. Las líneas punteadas corresponden a los Taps donde la impedancia reflejada de la carga es igual a la impedancia línea-transformador, y dónde ocurre la transferencia de potencia máxima. Ellos son los

puntos *inversos discutidos* en la literatura [4]. Se ve otra vez que el *límite de transferencia de potencia* de la generación para la carga resistiva puede ser extendido por el OLTC.

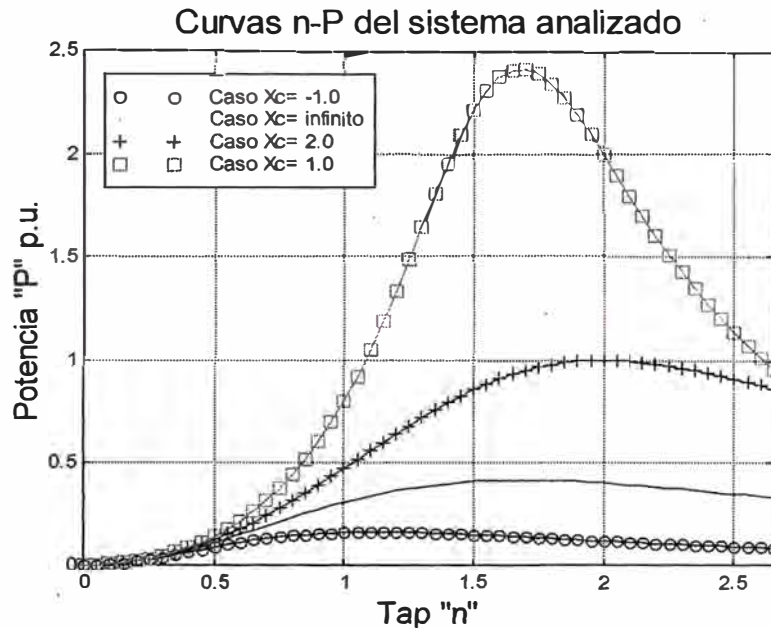


Fig.5. Efectos de operación del OLTC el ----n el límite de transferencia de potencia con carga resistiva ($a_p=0.5, K=1.0$).

Si se asume una carga sensible a la tensión $P+jQ=a_pV^a+jQV^b$, la operación del OLTC tendrá efectos similares en la máxima transferencia de potencia como para el caso de carga resistiva.

III. ANÁLISIS POR SIMULACION DIGITAL

Los diferentes tipos de inestabilidad de tensión han sido reportados en la literatura. Generalmente, el colapso de tensión está estrechamente relacionado con acontecimientos, por ejemplo, el incidente de Tokio causado por el aumento de carga [1] y los incidentes de tensión de Jacksonville resultado de la pérdida de un generador sobrecargado con exceso [5]. Para ilustrar dinámicamente el efecto del OLTC en el colapso de tensión, un escenario de recarga es asumida en la barra 2 de la Fig. 1. La carga es escogida arriba lisamente de un valor inicial $P_o=0.597\ 76\ p.u.$ hasta $P=0.725\ 905\ p.u.$ La característica de la carga es compuesta y sensible a la tensión ($P=a_p(V^2+V+1)$, $Q=KP$, $K=0.75$). Se supone que el OLTC restaura la tensión en la barra de carga 2, y así la carga.

La tensión en el barra de carga es monitoreada durante la constitución de recarga (aumento de carga). Si la tensión va a la deriva, fuera de una especificada banda, un contador de tiempo (o relé timer o temporizado) es accionado. Si el contador de tiempo cronometra fuera, después de otra temporización (tiempo del mecanismo de cambio de Tap), el cambio de Tap tiene lugar hasta que la tensión vaya dentro de la banda permitida, o hasta que el máximo o mínimo Tap, es alcanzado. Una vez dentro la banda, el contador de tiempo es reseteado (puesto a cero). En una simulación, la operación del OLTC puede reanudar varias veces. Se supone que el transformador tiene un ancho de banda de $\pm 0.001\ p.u.$ alrededor del valor inicial $V_o=0.947\ 922\ p.u.$, Una temporización de $10\ s$ para el relé

contador de tiempo y 5 s para el mecanismo temporizador (por ejemplo, el tiempo entre las alternaciones de Taps).

Tres casos están simulados para diferentes valores discretos de Taps: (a) El tamaño de paso del **OLTC** es 0.005; (b) El tamaño de paso es 0.0025; y (c) El tamaño de paso es 0.0000 (es decir sin operación del **OLTC**).

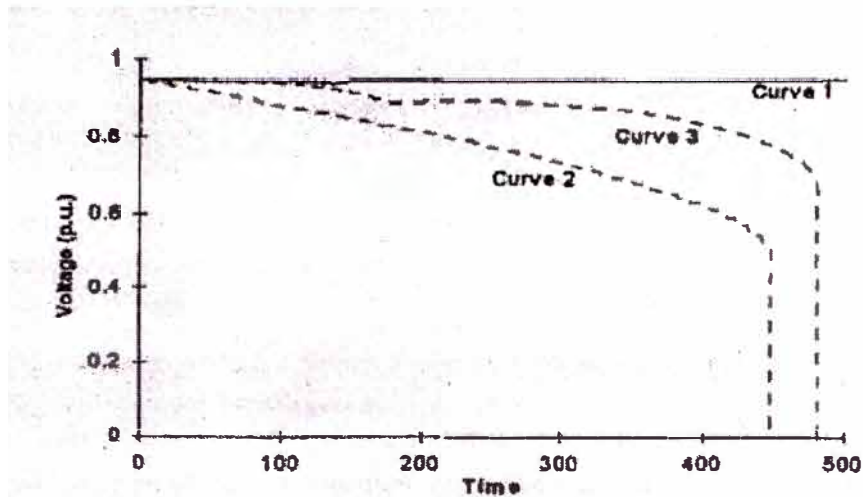


Fig. 6. Respuestas de tensión durante constitución de recarga.

Refiriéndose a Fig. 6, las curvas 1, 2 y 3 representan la tensión en la barra 2 correspondiente a los tres casos (a), (b) y (c), respectivamente. Como la carga está siendo recogida, el colapso de tensión aparece en los casos (b) y (c), pero para (a), con una operación efectiva del **OLTC**, se mantiene un sistema de tensión-estable.

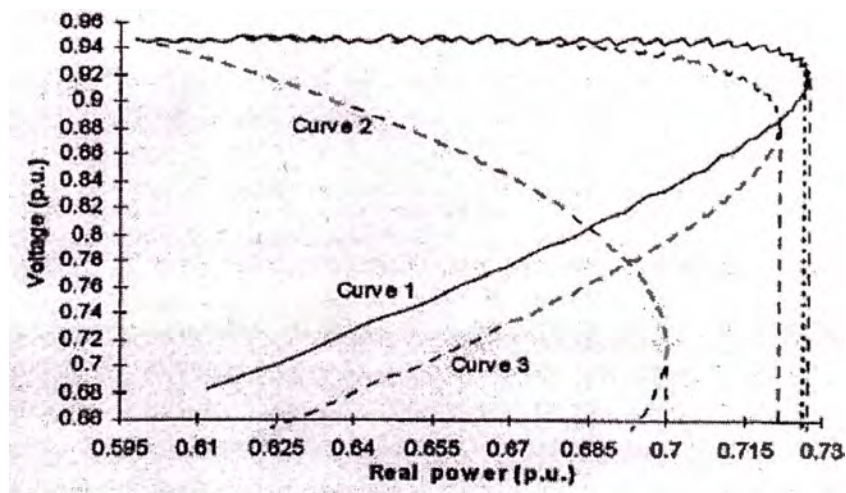


Fig. 7. Análisis usando la curva $P-V$.

La Fig. 7 muestra las correspondientes curvas $P-V$. Se ve de las tres curvas $P-V$ que los límites de transferencia de potencia son muy diferentes para los casos (a), (b) y (c). Si el tamaño de paso de la operación del **OLTC** no es muy pequeño y puede alcanzar a la velocidad del aumento de carga, la máxima transferencia de potencia para la carga de la barra 2 será 0.727 156 p.u. (Curva 1 en Fig. 7). Sin operación del **OLTC**, la máxima transferencia de potencia es solo 0.699 893 p.u. (Curva 2). Si el tamaño de paso de

operación del OLTC no puede seguir la velocidad de la subida del aumento de carga, la máxima transferencia de potencia para la carga de la barra 2 estará entre estos dos valores ($0.721\ 684\ p.u.$ para la curva 3 para el caso (b)). La carga eventual en la barra 2 es $P=0.725\ 905\ p.u.$ después del aumento de carga (línea punteada vertical en negrita). Porque la carga está más allá del límite de transferencia de potencia de ambos casos (b) y (c), el colapso de tensión es esperado.

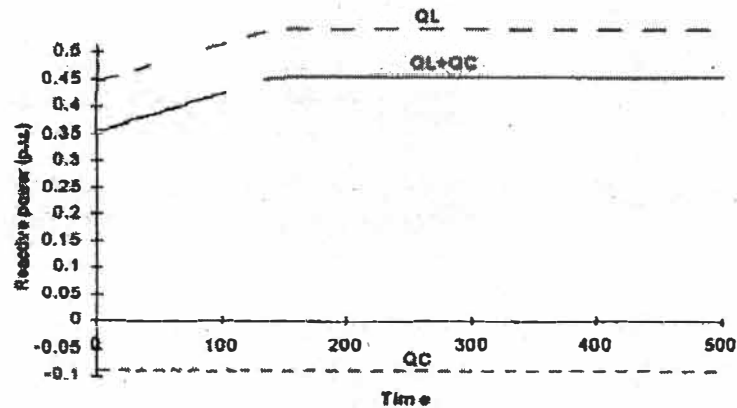


Fig. 8. Potencia Reactiva.

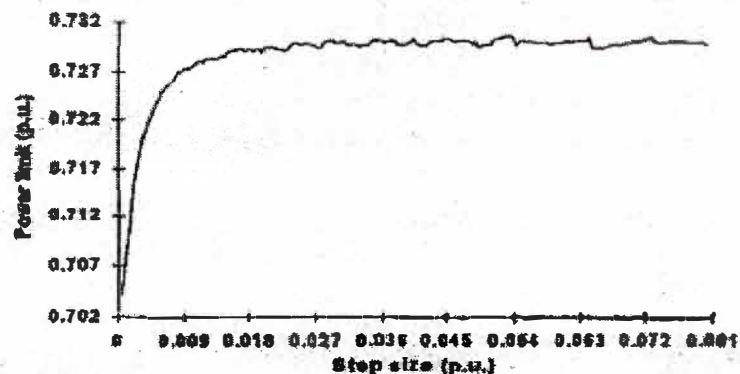


Fig. 9. Efectos de los taps en la transferencia de Potencia.

En la simulación anterior, el condensador shunt en la barra 2 es $X_C=10\ p.u.$, es decir, la compensación es muy ligera. La potencia reactiva neta de la carga después de compensación está muy distante de ser capacitivo, como se muestra en Fig. 8, donde la curva $Q-L$ representa la potencia reactiva absorbida por la carga; $Q-C$ la potencia reactiva producida por el condensador shunt, $QL+QC$, la potencia reactiva neta inyectada al sistema. Antes de que la carga sea levantada, el factor de potencia de la carga (después de compensación) es $0.857\ 617$ (punto inicial). Después de que toda la carga es levantada (recogida), el factor de potencia es $0.847\ 542$. Esto significa que el sistema también proporciona más potencia reactiva a la carga además del incremento a carga aumentada de potencia del carrete. La potencia reactiva total absorbida por la carga compensada es aumentada. La carga neta es todavía inductiva. No hay más potencia reactiva provista al sistema que el del estado inicial porque la potencia reactiva producida por el condensador permanece constante.

Los prácticos OLTC's puede tener diversos valores (configuraciones, graduaciones) para el tamaño de paso, el contador de tiempo, el mecanismo tiempo y el ancho de banda. Las diferentes graduaciones para la resolución de tensión y la resolución de tiempo harán efectos en la capacidad de *transferencia potencia*. Para tener una idea general de cómo afectará estos parámetros al *límite de transferencia de potencia*, más simulaciones son llevadas a cabo con un parámetro variable y otros parámetros fijos, los cuáles son mostrados en Fig. 9, 10 y 11.

Refiriéndose a la Fig. 9, se ve que pasos grandes dan potencialmente límites más anchos de transferencia de potencia. Después de que el tamaño de paso es incrementado hasta algún punto (aquí $0.009 p.u.$), se acortan futuros incrementos de límites de transferencia de potencia obtenibles. Los efectos del ancho de banda es muy diferente, es decir, un ancho de banda más pequeño es favorable para obtener un mayor incremento de límite de transferencia de potencia, tal como se muestra en Fig. 10. Por lo que respecta a los efectos de temporización en el límite de transferencia de potencia, un tiempo más pequeño de retraso del mecanismo (tiempo entre los cambios de Taps) tiene buenas consecuencias, es decir, un tiempo más pequeño del mecanismo es favorable para obtener un mayor límite de transferencia de potencia, lo cual es mostrado en Fig. 11. Como un extremo, el límite de transferencia de potencia sólo puede ser $0.699 893 p.u.$ cuando el tiempo de retraso del mecanismo se pone infinito.

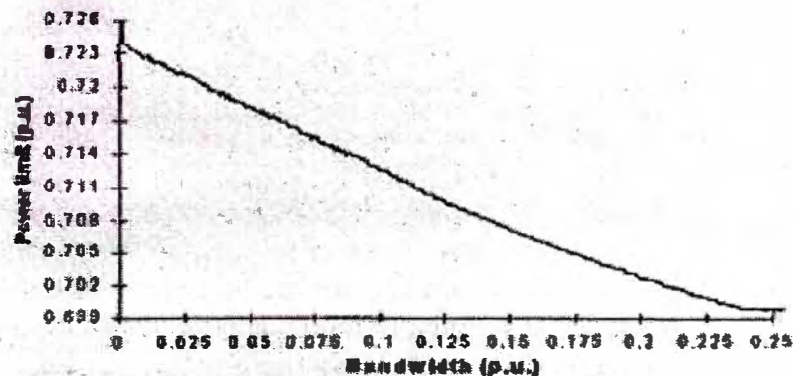


Fig. 10. Efectos del ancho de banda en la transferencia de Potencia.

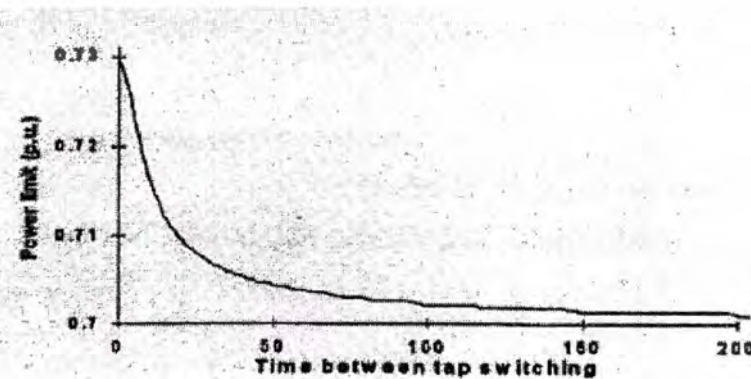


Fig. 11. Efectos del tiempo de respuesta en la transferencia de Potencia.

Generalmente, una aplicación efectiva de operación del OLTC para aumentar el límite de transferencia de potencia requiere un ancho de banda más pequeño, un tiempo más pequeños del mecanismo y de la temporización, y un mayor tamaño de paso, en la vida real, un OLTC con un ancho de banda demasiado pequeño actuará frecuentemente, y así reducirá su vida útil. Un excesivo tamaño mayor de paso puede causar que el Tap sea cíclico (periódico). Pero lo bueno es que la mejora en la capacidad de transferencia de potencia no es muy sensitiva a los parámetros del OLTC. Sobre un rango de parámetros establecidos, el límite de transferencia de potencia puede estar algo aumentado cuándo es comparado con el caso sin OLTCs. Algunos parámetros típicos de OLTC son dados en [2].

Los OLTC's puede contribuir al colapso de tensión, por causa de la acción de restauración de carga. Debería haber un balance entre la transferencia extendida de potencia y la carga restaurada. Si la carga recuperada es más grande que el límite extendido de transferencia de potencia, la operación del OLTC tendrá efectos negativos en la estabilidad de tensión. La Fig. 12 muestra un ejemplo de esta clase de efectos negativos de los OLTC's.

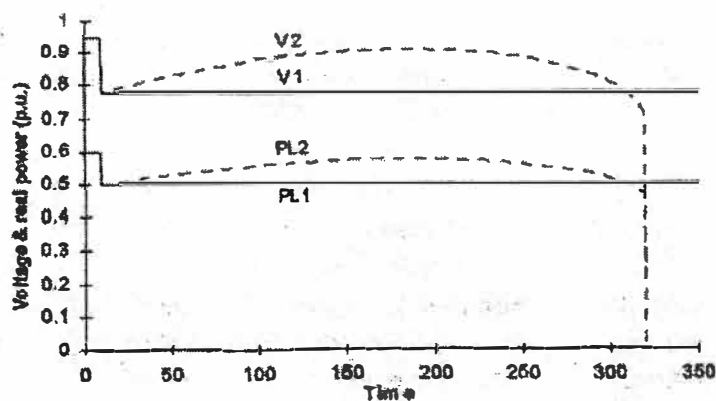


Fig. 12. Tensión después de una perturbación.

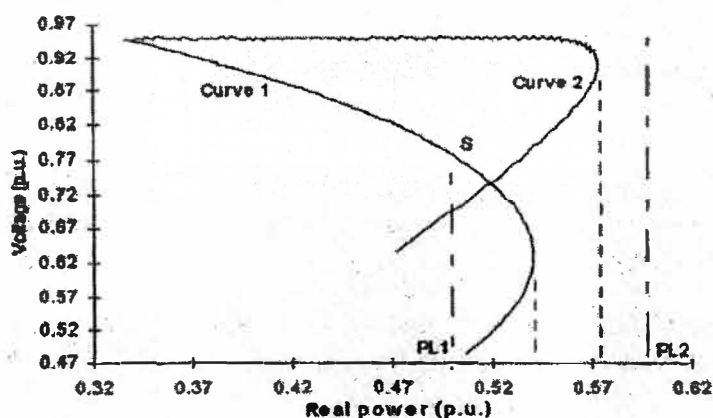


Fig. 13. Curvas P-V.

En lo Referente a la Fig. 1, suponer que la tensión de la fuente E repentinamente se cae para un valor inferior (de 1.15 p.u. a 1.01 p.u.) por los disturbios (alza rápida de la reactancia interna X_S da lugar al mismo fenómeno). El sistema experimentará un proceso dinámico después del disturbio. La Fig. 12 muestra cómo son afectados la tensión y la potencia en la barra 2 por la operación del OLTC en este caso, con el OLTC en operación, ocurre el colapso de tensión (la línea punteada V2 representa la tensión; la línea punteada

PL2 a la carga); con el OLTC omitido, el sistema puede sobrevivir este disturbio y calmarse hasta algún estado de tensión estable (V1 y PL1 en la figura). Estos dos resultados diferentes pueden ser analizados por las correspondientes curvas $P-V$ mostrados en Fig. 13.

La Fig. 13 muestra la curva $P-V$ post-disturbio del sistema simple ($E=1.01 p.u.$). La curva 1 corresponde al caso sin operación del OLTC; Curva 2 representa la situación donde el OLTC restaura la tensión en la carga y así el nivel de carga. Antes del disturbio la potencia real inicial de la carga es $PL2=0.59776 p.u.$ Después del disturbio es impuesto, la máxima transferencia de potencia para la barra de carga es $0.573247 p.u.$ con OLTC en operación (punto de rodilla de curva 2), y $0.539799 p.u.$ con OLTC suprimido (punto de rodilla de curva 1). Porque el Tap tiende a restaurar la carga al nivel pre-disturbio (PL2 en la figura), el cuál está más allá del máximo límite de transferencia de potencia correspondiente al punto de rodilla de Curva 2, el colapso de tensión es inevitable.

Si el OLTC es bloqueado después de la perturbación, la tensión de barra de la carga se estancará en una tensión inferior, y así se reducirá la carga a un valor inferior ($PL1=0.499477 p.u.$ en la figura) como resultado de la característica de carga ($P=a_p(V^2+V+1)$, ($Q=KP$)), que esta simplemente dentro el máximo límite de transferencia de potencia de la curve 1 en la Fig. 13. Así es alcanzado un estado de tensión estable (el punto S).

Parece que como un sistema es debilitado por el disturbio, la operación del OLTC exigirá mucho a los suministros existentes y la inestabilidad de tensión puede resultar. Pero éste no es siempre el caso. Si los efectos eventuales de OLTC's en el colapso de tensión de un sistema de potencia son positivos o negativos depende de hecho del balance entre la carga recuperada por el OLTC's y el límite extendido de transferencia de potencia por el mismo OLTC's. Como el discutido en la siguiente sección, los OLTC's también puede tener efectos positivos en la estabilidad de tensión aun si un sistema esta ya debilitado por algún disturbio, por ejemplo, la pérdida de líneas de transmisión.

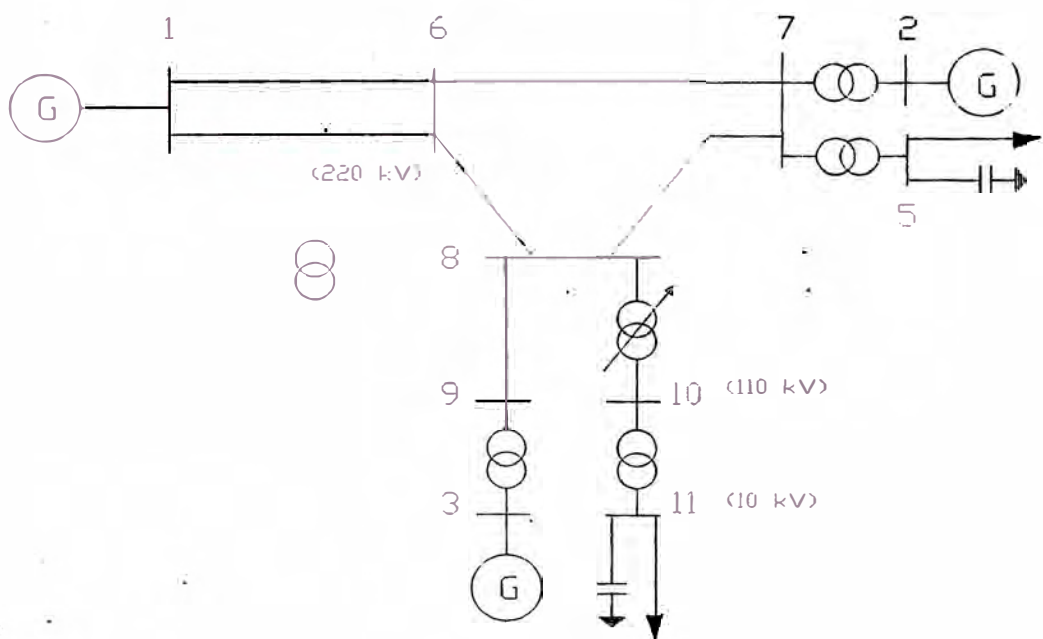


Fig. 14. Un sistema multi-máquina.

IV. UN SISTEMA PRÁCTICO

Se ve del sistema simple anterior, lo cual puede ser considerado como una porción del alimentador (por ejemplo, un alimentador 110/10 kV), que el límite de transferencia de potencia de la fuente para el centro de carga puede ser extendido. Para un práctico sistema de potencia con líneas de transmisión de alta tensión (220/110 kV), el mismo fenómeno de límite extendido de transferencia puede ser ilustrado, como sigue.

A. Modelamiento del Sistema y Colapso de Tensión

La Fig. 14 muestra un sistema de potencia, que se basa en una red regional simplificada de potencia con transmisión de energía desde la generación remota hacia un centro urbano de carga, y ha sido físicamente simulada en el laboratorio para investigar en el problema de colapso de tensión [6].

El generador 1 representa una barra infinita con una reactancia constante, es decir, E' y X'_d son constantes. Los generadores 1 y 2 tienen los modelos detallados, y son equipados con limitadores de excitación máxima (MEL's). Las evaluaciones de las máquinas se usan para calcular sus corrientes del campo. Cuando el relé del campo recoge una sobrecorriente (transitorios), la corriente del campo es contenida al máximo valor continuo que es asumido para ser 1.02 veces la corriente del campo especificada. El relé de protección MEL's tiene una característica de tiempo inverso, algo semejante que recogerá en 120 s para una condición del sobrecorriente de 5% de la corriente del campo. Un OLTC es instalado entre las barras 8 y 10 para controlar la tensión en la barra 10. Su operación toma la forma [7]:

$$\begin{cases} dn/dt = (V_o - nV)/T \\ n_{\min} \leq n \leq n_{\max} \end{cases} \quad (9)$$

Dónde V_o es la tensión fijada (set point: valor pre-disturbio), T determina la velocidad del cambio de Tap, lo cual se asume es de 15 s, y n es la relación de transformación que puede variarse continuamente. La temporización para la primera operación se asume de 20 s.

La carga en la barra 5 incluye 35% carga de motor de inducción y de 65 % de impedancia constante. La carga en la barra 4 incluye 55% carga de motor de inducción y 45% de impedancia constante. El modelo del motor de inducción refleja el proceso transitorio electromecánico. Las cargas iniciales son $2.75+j0.858$ (p.u.) y $1.54+j0.5$ (p.u.) en las barras 4 y 5, respectivamente. La generación producida por los generadores 2 y 3 son $1.467+j0.7$ y $1.32+j0.7$ (p.u.) respectivamente. La potencia de transmisión a través de la línea 6–8 para las centro de carga (barra 8) es 0.9993 (p.u.) La reactancia del condensador shunt en la barra 4 es $-j2.0$ p.u., y en barra 5 $-j2.5$ p.u. Después de la compensación, la potencia reactiva neta para el sistema es aun inductiva. Mostrar el colapso de tensión y los efectos de OLTC, un disturbio es asumido desenganchando la línea 6–8. Las respuestas dinámicas de las tensiones del sistema después de este disturbio son mostradas en Figs. 15 y 16.

En lo Referente a la Fig. 15, las tensiones del sistema V_8 y V_4 se caen repentinamente cuando la línea de transmisión 6–8 se cae completamente. Luego son recuperados temporalmente por el control de la excitación del generador. En $t_l=20$ s, el

OLTC actúa para levantar la tensión de barra 110 kV, así aumenta la tensión de barra (V_4) en 10 kV. En $t_2=135$ s, el relé de protección MEL del generador 3 actúa, lo que cause que el **OLTC** opere más allá. En $t_3=256$ s, actúa el relé de protección MEL de generador 2. La operación del **OLTC** continúa hasta que su proporción alcanza el valor 1.0887 (p.u.) cuando la tensión en barra es 10 es restaurada a su nivel de pre-disturbio. En el estado estable post-disturbio, V_4 esta más alto que V_8 ($V_4=0.9735$ p.u.; $V_8=0.9454$ p.u.). En el estado de operación pre-disturbio, V_4 esta más abajo de V_8 ($V_4=0.9736$ p.u.; $V_8=1.0054$ p.u.). Es visto que en este caso la operación del **OLTC** evita al sistema el colapso de tensión después del disturbio.

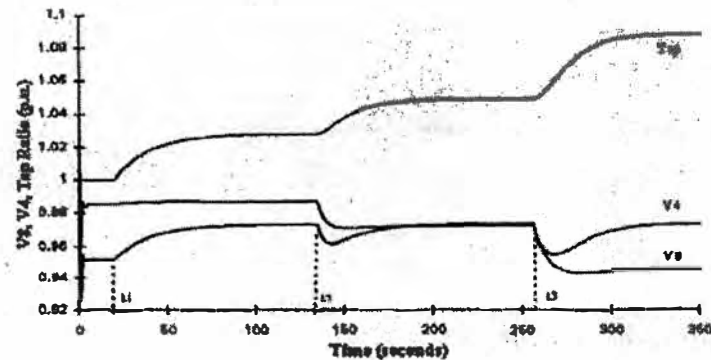


Fig. 15. Estabilidad de Tensión con el OLTC en operación.

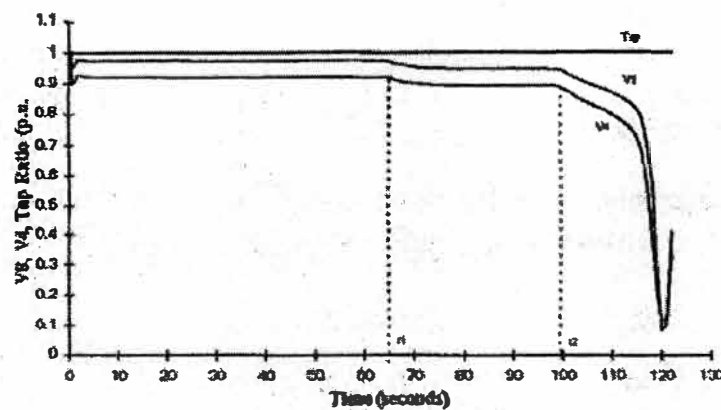


Fig. 16. Colapso de Tensión con el OLTC bloqueado.

En Fig. 16, las dinámicas del sistema son ilustrados para el caso donde la operación del **OLTC** es suprimida. El escenario esta completamente diferente del presentado en Fig. 15. Con las otras condiciones inalteradas, el sistema evoluciona hacia la situación del colapso de tensión. El relé de protección MEL para los generadores 2 y 3 actúan en $t_1=122$ s y $t_2=207$ s, respectivamente.

B. Explicación por curvas $P-V$

Sea la barra 4, la barra experimental para generar las curvas $P-V$. P representa la transferencia de potencia a través de la interconexión de transmisión en la barra 4, es decir, la potencia real de la barra 10 a la barra 4 (P_{10-4}); V es la tensión en la barra 4 (V_4). Para generar las curvas generalizadas $P-V$ post-disturbio, que es diferente a las curvas estáticas $P-V$ por corridas de flujo de carga, se asume una carga gradualmente creciente del tipo

“potencia constante” en la barra 4, aumentando uniformemente de 0 a $0.3 + j0.0935$ (p.u.) en 350 s. en donde se emplea la integración en dominio del tiempo. También puede usarse la simulación del estado cuasi-estable para conseguir las curvas $P-V$ [8].

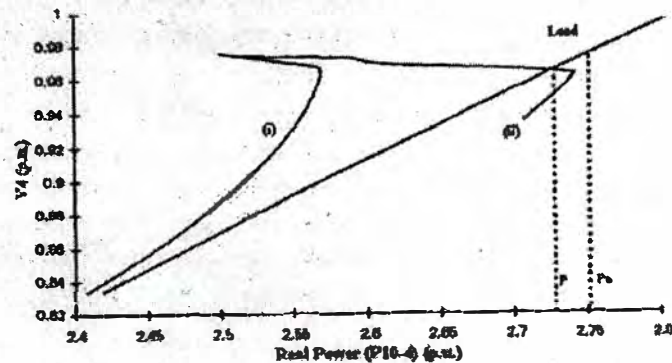


Fig. 17. Interpretación del OLTC en el Colapso de Tensión.

Dos curvas $P-V$ generalizadas, están representadas gráficamente en Fig. 17, donde la curva (i) corresponde a la ausencia de operación del OLTC, y (ii) es para la inclusión de la operación del OLTC ($0.95 < n < 1.092$). La dos curvas $P-V$ no son suaves debido a la acción del MEL's y la limitación del rango de los Taps. Con el OLTC en operación, la transferencia máximo teórica de potencia del sistema al centro de carga es aparentemente aumentada (de $P_{max} = 2.569$ p.u. a $P_{max} = 2.7412$ p.u.).

En el proceso de simulación dinámica de Fig. 15 y 16, la carga inicial en barra 4 es $2.75 + j0.858$ p.u. con 45% de impedancia constante y 55% de motor de inducción. La tensión pre-disturbio en la barra 4 es $V_4(0) = 0.9736$ p.u. Ahora asumiendo que el 55% de carga de motor inducción es del tipo potencia-constante, la característica de carga será:

$$\begin{aligned} P_L &= P_{(const. power)} + P_{(impedance)} \\ &= 1.5125 + 1.2375(V_4 / V_4(0))^2 \end{aligned} \quad (10)$$

$$1.5125 + 1.30551 V_4^2 \quad (\text{Graficado en la Fig. 17 como "Carga"}).$$

En lo Referente a la Fig. 17, pueden ser resaltados a la vista que la curva característica de la carga "Load" se intercepta sólo con la curva $P-V$ (ii), pero no intercepta a la curva $P-V$ (i). Esto da cuentas para el colapso de tensión después del disturbio, que la operación del OLTC debería suprimirse. Con el OLTC en operación, la curva $P-V$ se intercepta con la curva de característica de la carga en el punto con potencia P en el eje exis. La carga decrece a P desde la potencia pre-disturbio P_o como resultado de las características de carga. Debido al límite extendido de transferencia de potencia, no hay colapso de tensión como se confirmó en Fig. 15.

Los niveles de potencia correspondientes a P_o y P en Fig. 17 están cercanas pero no idénticos para los estados del sistema pre-disturbio y post-disturbio mostrados en Fig. 15. Esta discrepancia es esperada porque parte de las carga es aproximada, usando potencia constante en vez de las características del motor de inducción para la facilidad de obtener la curva de carga.

V. CONCLUSIONES

Los efectos de la operación del **OLTC** en la estabilidad de tensión han sido discutidos analíticamente y numéricamente en este informe basado en un sistema simple y un sistema multi-máquina. Se ha visto que, además de restaurar la carga, el **OLTC** también extiende el máximo límite de transferencia de potencia para un centro de carga, porque la **OLTC** influye en el apareamiento entre la impedancia de transformador-línea y la impedancia reflejada de carga-compensada. Para la carga de potencia constante, si hay una compensación capacitiva shunt, y la red de sistema después de que la compensación no pasa la condición de 'resonancia' la operación ascendente del Tap aumenta el límite de transferencia de potencia a la carga. Por lo que respecta a la carga dependiente de tensión, los máximos incrementos de capacidad de transferencia de potencia tal como el **OLTC** opera hacia arriba antes de que el punto inverso sea alcanzado.

Los disturbios en un sistema pueden cambiar la estructura de la red (por ejemplo, la pérdida de líneas de transmisión), o el estado de operación del sistema (por ejemplo, la acción de limitación de la corriente de campo de los sistemas de excitación del generador). Por lo tanto la habilidad de transferencia de carga podría estar grandemente disminuida comparado con el sistema intacto original. Como el **OLTC** trata de mantener la tensión en la carga dentro de la banda determinada, la carga estará gradualmente recuperada o casi el nivel normal, con la posibilidad de precipitarse a un colapso de tensión. Pero este argumento simplista no puede ser siempre válido, como es descrita en el informe.

Durante el periodo de aumento de carga levantada, el inherente límite máximo de transferencia de carga de un sistema de potencia no es disminuido en virtud de la configuración particular de sistema. El **OLTC**, en este caso es de ayuda para mantener un estado de sistema de tensión estable y suministrar las demandas aumentadas del cliente. Sin embargo, si la velocidad del aumento de carga (recarga) es rápida, y el Tap no puede mantener una tensión correcta durante el completo proceso de recarga, entonces el colapso de tensión ocurrirá de hecho. La capacidad teórica (o estática) de transferencia de potencia en este caso no puede ser dinámicamente realizada en su totalidad desde que los parámetros establecidos del **OLTC** puede reducir el máximo límite de transferencia de potencia.

El Tap a menudo ha sido considerado como un mecanismo que lleva al colapso de tensión, pero el Tap también puede rescatar un supuesto sistema de colapso, extendiendo el límite de transferencia de potencia como el discutido en este informe. Ya que la mejora en la capacidad de transferencia de potencia y los perfiles de tensión es obtenida cotejando (igualando) la impedancia del lado de la fuente de potencia con la impedancia reflejada de la carga-compensador, los efectos potencialmente beneficiosos del **OLTC** sobre la estabilidad de tensión también puede ser esperado en un sistema simple así como también en redes de potencia mas complicadas en el mundo.

REFERENCIAS

- [1] IEEE Committee Report, "Voltage stability of power systems: concepts analytical tools, and industry experience," IEEE publication 90TH0358-2-PWR.
- [2] C. W. Taylor, *Power System Voltage Stability*. New York: McGraw Hill, Inc., 1994.
- [3] P. Kundur, K. Morison, and B. Gao, "Practical considerations in voltage stability assessment," *Electrical Power & Energy Systems*, vol. 15, no. 4, pp.205-215, 1993.
- [4] H. Ohtsuki, A. Yokoyama, and Y. Sekine, "Reverse action of on-load tap changer in association with voltage collapse", 90 WM 0954 PWRS.
- [5] W. R. Lachs and D. Sutanto, "Different types of voltage instability," in *93 SM 518-1 PTERS*. Vancouver, Canada, July 18-22, 1993.

- [61] S. K. Tso, T. X. Zhu, Q. Y. Zeng, and K. L. Lo, "Physical simulation of dynamic voltage instability," in *EMPDVS: International Conference on Energy Management and Power Delivery*, Singapore,, November 21-23, 1995,pp.348-353.
- [7] D. J. Hill, "Nonlinear dynamic load models with recovery for voltage stability studies," *IEEE Trans. Power System*, vol. 8, no. 1, pp. 166-176, Feb.1993.
- [81] W.W. Price, D.B. Klapper, N.W. Miller, A. Kurita, and H. Okabo, "A multi-faceted approach to power system voltage analysis," in *CIGRE*, Paris, 1992, session.

T. X. Zhu obtained his B.Sc. (Eng) from Wuhan University of Hydraulic and Electric Engineering, and M.Sc. (Eng) from Electric Power Research Institute, China. He obtained his Ph.D. from the University of Hong Kong in 1996. He is now teaching in Electrical Engineering Department, Ngee Ann Polytechnic, Singapore.

S. Y. Tso obtained his B.Sc. (Eng) degree from the University of Hong Kong, and his M.Sc. and Ph.D. degrees from the University of Birmingham, UK. He has taken up the post of Professor of Mechatronics and Automation after long service in the University of Hong Kong. He is currently the Director of the Centre for Intelligent Design, Automation and Manufacturing.

K. L. Lo is head of the Power Systems Research Group at the University of Strathclyde, UK. His research interest covers power system analysis, planning, operation, monitoring, control and in particular de-regulation issues of the electricity supply industry. He is the author/co-author of over 250 technical publications.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Gamarra Estrella F.F., Moreno Martinez R.M., “Análisis De Estabilidad De Tensión En Sistemas De Potencia”, Supported by Instituto de Investigación FIEE, Lima Perú, 8.Nov. 2003.
- [2] Gamarra Estrella F.F., “Control Optimo de los Recursos de Potencia Reactiva en la operación Estacionaria de Sistemas de Potencia”, XV Congreso de Ingeniería Mecánica Eléctrica y Ramas Afines, Lima Perú, 2003.
- [3] Gamarra Estrella F.F. “Nuevos Conceptos del Control Automático de la Tensión y Recursos de Potencia Reactiva en la Evaluación de Costos en el Nuevo Mercado Eléctrico”, Universidad Nacional de Ingeniería, F.I.E.E.
- [4] Carson W. Taylor, “Power System Voltaje Stability”, Electric Power Reserch Institute. New York: McGraw Hill, Inc., 1994.
- [5] P. Kundur, “Power System Stability and Control”, McGraw Hill, Inc., 1994.
- [6] T. X. Zhu, S. K. Tso, K. L. Lo “An Investigation into the OLTC Effects on Voltage Collapse”, IEEE Trans. on Power System, vol. 15, No. 2, May. 2000.
- [7] Pal, M K, “Voltage Stability Conditions Considering Load Characteristics”, IEEE Trans. on Power System, vol. 7, No. 1, Feb. 1992.
- [8] T J Overbye, “Effects of load modelling on analysis of power system voltage stability”, Department of Electrical and Computer Engineering, University of Illinois at Urbana-Champaign. Vol. 16, No 5, 1994.
- [9] Pal, M K, “Assessment Of Corrective Measures For Voltage Stability Considering Load Dynamics”, IEEE Trans. on Power System, vol. 7, No. 1, Feb. 1992.
- [10] A. Borghetti, R. Caldonb, C.A. Nucci, “Generic dynamic load models in long-term voltage stability studies”, ELSEVIER Electrical Power and Energy Systems 22 (2000) 291-301.
- [11] D Popović, I A Hiskens, D J Hill, “Investigations of load-tap changer interaction”, ELSEVIER Electrical Power and Energy Systems, Vol. 18, No. 2, pp. 81-97, 1996.

- [12] Qiang Wu, Dragana H.Popović, David J. Hill, Mats Larsson, “Tap Changing Dynamic Models for Power System Voltage Behaviour Analysis”.
- [13] IEEE, “Bibliography on Load Models For Power Flow and Dynamic Performance Simulation”, IEEE Transactions on Power System, Vol. 10, No. 1, February 1995.