

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**INCLUSIÓN DE LOS AJUSTES DE PROTECCIÓN A LA CURVA DE
CAPABILIDAD DE UN TURBOGENERADOR DE 200 MVA**

INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

CARLOS JAVIER QUIROZ MELGAR

PROMOCIÓN 2003 – II

LIMA – PERÚ

2008

**INCLUSIÓN DE LOS AJUSTES DE PROTECCIÓN
A LA CURVA DE CAPABILIDAD DE
UN TURBOGENERADOR DE 200 MVA**

Expreso mi gratitud:

A mi Familia, por brindarme su constante apoyo y un ambiente social agradable dónde iniciar mi vida.

A todas las personas que con sus palabras y acciones me animaron desinteresadamente a completar, paso a paso, este trabajo.

SUMARIO

Los generadores eléctricos tienen limitaciones relacionadas a las capacidades térmicas de los materiales con que fueron construidos, las principales vienen dadas por el calentamiento que sufren sus partes conductoras al soportar el paso de altas intensidades de corriente eléctrica; estas deben ser mantenidas por debajo de límites que no permitan que se dañe el aislamiento de las bobinas o se sobrecaliente el resto de las partes. Los fabricantes señalan claramente estos límites mediante los datos de placa y unos diagramas que indican cuánta corriente puede soportar el generador en sus partes activas para no exceder sus límites térmicos; este diagrama se denomina *Curva de Capacidad* del generador, la que viene dada en unidades de potencia y representa la región límite para la potencia aparente que puede producir el generador en todo momento. Sin embargo, la experiencia muestra que los límites de la máxima potencia realmente generable no suelen ser los indicados en dicho diagrama, sino que se están dados por otros factores tan diversos como los ajustes de los relés de protección del propio generador, los ajustes de protección de sus equipos auxiliares (que normalmente son alimentados por el propio generador), las capacidades físicas de la máquina prima que le provee el torque mecánico e incluso los parámetros operativos de la red a la que el generador se conecta. La falta de análisis de estos factores será siempre un potencial peligro de que se sobreestime la real capacidad de los generadores, pudiendo excederse sus límites reales y causar desconexiones no deseadas o peor aún, daños al equipo.

Este informe ofrece un análisis que determina los verdaderos límites entre los que puede operar con seguridad un turbogenerador de 200 MVA que opera en la zona de Lima, brindando una curva de capacidad que permita contar con límites confiables de operación del generador, evitando así operarlo en condiciones de riesgo para el equipo y el proceso de generación.

ÍNDICE

	Página
PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I	
INTRODUCCIÓN	2
1.1. Objetivos del Informe	4
1.2. Organización del trabajo	4
1.3. Alcances del Informe	6
CAPÍTULO II	
PROTECCIONES APLICADAS A LOS GRUPOS GENERADORES	7
2.1. Protecciones eléctricas aplicadas a generadores eléctricos	8
2.2. Protecciones aplicadas a los equipos auxiliares del generador	13
CAPÍTULO III	
METODOLOGÍA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA CURVA DE CAPABILIDAD DE UN TURBOGENERADOR ELÉCTRICO	17
3.1. Control de la potencia activa y reactiva	17
3.2. Metodología de construcción de la curva de capacidad para un turbogenerador	19
3.3. Curva de capacidad del turbogenerador de 200 MVA	26
3.3.1. Descripción del turbogenerador de 200 MVA	26
3.3.2. Construcción de la curva de capacidad del turbogenerador	30

CAPÍTULO IV**DESCRIPCIÓN DE LAS PROTECCIONES APLICADAS**

AL TURBOGENERADOR DE 200 MVA	35
4.1. Funciones de protección del turbogenerador	35
4.1.1. Descripción de las funciones de protección del turbogenerador	36
4.1.1.a. Funciones activas en el relé SIEMENS 7UM511	36
4.1.1.b. Funciones activas en el relé SIEMENS 7UM512	45
4.1.1.c. Funciones activas en el relé SIEMENS 7UM515	46
4.1.1.d. Funciones activas en el relé SIEMENS 7UM516	49
4.1.1.e. Funciones activas en el relé SIEMENS 7UT512	51
4.1.2. Ajustes de las funciones de protección relacionadas al generador eléctrico	52
4.1.2.a. Ajuste de las funciones de protección del relé SIEMENS 7UM511	53
4.1.2.b. Ajuste de las funciones de protección del relé SIEMENS 7UM512	55
4.1.2.c. Ajuste de las funciones de protección del relé SIEMENS 7UM515	55
4.1.2.d. Ajuste de las funciones de protección del relé SIEMENS 7UM516	56
4.1.2.e. Ajuste de las funciones de protección del relé SIEMENS 7UT512	58
4.2. Resumen del capítulo	58

CAPÍTULO V**INCLUSIÓN DE LOS AJUSTES DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DEL GENERADOR Y EQUIPOS AUXILIARES EN LA CURVA DE CAPABILIDAD**

	60
5.1. Selección de las funciones de protección que afectan a la curva de capacidad	60
5.2. Cálculo de los lugares geométricos originados por los ajustes de las protecciones	63
5.2.1. Lugar geométrico originado por la Prot. de Subexcitación (ANSI 40)	64
5.2.2. Lugar geométrico originado por la Prot. de Sobreexcitación U/f (59/81)	65
5.2.3. Lugar geométrico originado por la Prot. de Sobrecorriente (ANSI 51)	73
5.2.4. Lugar geométrico originado por la Prot. de Sobrevoltaje (ANSI 59)	74
5.2.5. Lugar geométrico originado por la Prot. de Mínima Tensión	

del Generador (ANSI 27)	75
5.2.6. Lugar geométrico originado por la Prot. de Mínima Tensión de las barras de los equipos auxiliares del generador de 200 MVA	79
5.2.7. Lugar geométrico originado por los Límites de la Turbina acoplada al generador de 200 MVA	82
5.3. Construcción de la curva de capacidad del turbogenerador de 200 MVA, con los lugares geométricos originados por los ajustes de sus protecciones y los límites del equipamiento auxiliar	82
5.3.1. Resumen de los lugares geométricos originados por las protecciones analizadas	83
5.3.2. Curva de capacidad del Turbogenerador de 200 MVA	86
5.4. Resumen del capítulo	90

CAPÍTULO VI

EVENTOS OCURRIDOS QUE VALIDAN LOS LÍMITES DE LA CURVA DE CAPABILIDAD DEL TURBOGENERADOR DEBIDO A SUS AJUSTES DE PROTECCIÓN

6.1. Eventos Ocurridos durante la Operación del Generador de 200 MVA	91
6.1.1. Evento N° 01 – Actuación de la protección de sobreexcitación U/f	91
6.1.2. Evento N° 02 – Excesiva subexcitación del generador	94

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

ANEXOS

BIBLIOGRAFÍA

PRÓLOGO

El paso de corriente a través de los devanados del generador y sus características de estabilidad definen un diagrama conocido como la *Curva de Capabilidad*, la cual delimita la región en que la máquina síncrona puede operar con seguridad, sin causar daño por sobrecalentamiento a sus devanados o partes magnéticas ni perder estabilidad respecto al resto del sistema. Sin embargo, dicha curva formada principalmente por los límites térmicos debidos al paso de corriente por los devanados no suele tomar en cuenta otros límites existentes que terminan por restringir los límites de la región de operación segura para la máquina, las cuales están influenciadas por aspectos diversos como los ajustes de las protecciones del generador, las protecciones del equipamiento auxiliar necesario para el funcionamiento de la unidad de generación o las capacidades físicas de la máquina prima.

En este informe se expone la metodología para construir la curva de capacidad de un generador síncrono de rotor cilíndrico, para luego construir con parámetros reales la curva de un generador de 200 MVA existente y en base a los ajustes de sus protecciones y límites de su equipamiento auxiliar, establecer restricciones a su curva de capacidad para definir los límites de generación de potencia activa y reactiva que en la práctica pueden ser alcanzados, asegurando con ellos no dañar al equipo o poner en riesgo su operación normal. Finalmente se busca validar los resultados con la exposición de eventos ocurridos durante la operación comercial del generador.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

El generador eléctrico es uno de los componentes principales en un sistema eléctrico y la principal fuente de generación de potencia eléctrica en el mundo. Desde el inicio de la utilización de la corriente alterna, sus características de diseño y capacidad han evolucionado incesantemente para variar desde pequeños modelos utilizados para la iluminación de áreas físicas restringidas hasta los modelos actuales con potencias de varios cientos de Megavoltamperes (MVA), grandes dimensiones y cada vez con más eficientes sistemas de refrigeración, que asimismo han originado la constante evolución de sus sistemas de protección para interactuar con seguridad en los grandes sistemas eléctricos. El costo e importancia de los generadores impulsa a las compañías propietarias de las centrales de generación eléctrica a mantenerlos protegidos con relés electrónicos redundantes contra las diversas fallas que pudiesen ocurrir en el sistema eléctrico, en el propio generador o en sus equipos auxiliares anexos.

El generador eléctrico posee dos partes principales que son estructuras ferromagnéticas [1]. La parte estacionaria, esencialmente un cilindro hueco, se llama estator o armadura, y posee ranuras longitudinales en las que se alojan las bobinas del devanado de armadura; estos devanados conducen la corriente alterna que el generador suministra a la carga eléctrica que tiene conectada. El rotor es la parte del generador que se monta sobre un eje y rota dentro del estator hueco. El devanado distribuido sobre el rotor, llamado devanado de campo (o rotórico) se alimenta con corriente continua. La fuerza magnetomotriz (*fmm*) de muy alta intensidad producida por la corriente en el devanado de campo se combina con la *fmm* producida por las corrientes inducidas en los devanados de armadura. El flujo resultante en el entrehierro, o espacio de aire que existe entre el rotor y el estator, genera voltajes en las bobinas de los devanados de la armadura y origina el par electromagnético entre el estator y el rotor. La corriente continua se suministra al rotor a través de una

excitatriz montada sobre el mismo eje o por una fuente separada conectada al devanado de campo por medio de anillos rozantes. El eje es impulsado por una fuente de energía mecánica a la que se denomina máquina prima, la cual suele ser una turbina de gas, vapor, hidráulica o un motor a combustión.

El paso de la corriente a través de los conductores del bobinado estatórico y el rotórico ocasiona su calentamiento principalmente por pérdidas de efecto Joule (I^2R), por lo que naturalmente poseen una máxima capacidad de conducción de corriente, la cual fijan los propios fabricantes y es la adecuada para no producir daño por sobrecalentamiento al aislamiento de alguno de los bobinados, lo cual podría terminar en un cortocircuito catastrófico para el equipo.

Cuando un generador es puesto en servicio por primera vez, el fabricante entrega al propietario un diagrama denominado *Curva de Capacidad*, en esta se muestran los límites máximos de producción de potencia activa y reactiva, basados en los límites térmicos de los bobinados rotórico y estatórico, el calentamiento presentado en los extremos del núcleo del estator y un lugar geométrico que representa el límite de estabilidad. Los límites presentados en este diagrama suelen mostrar una capacidad holgada de producción de potencia reactiva del generador, la que, al momento de ser ensayada durante la operación de la unidad generalmente no es alcanzada, encontrándose en el camino alarmas críticas, desconexiones de equipos auxiliares o hasta la desconexión del propio generador. Este hecho es causado por la existencia de restricciones originadas tanto en las funciones de protección del propio generador, de sus equipos auxiliares o hasta de su máquina prima, las que en general no son tomadas en cuenta por el fabricante para elaborar la curva. Esta situación motiva a que la compañía propietaria del generador realice estudios o análisis para redefinir los límites de su curva de capacidad, a fin de ofrecer al personal de operación una herramienta comprensible y confiable que les señale los límites reales de su generador, para evitar sobreexigirlo o exponerlo a una falla no deseada.

Puesto que la configuración de cada unidad generadora es distinta, el análisis para redefinir los límites es difícilmente generalizable, y para cada caso las particularidades de la unidad debieran ser tomadas en cuenta a fin de ofrecer una curva de capacidad que pueda exigir el máximo posible de producción al generador, sin someterlo a esfuerzos innecesarios o a

situaciones operacionales potencialmente peligrosas para el equipo o el proceso de generación.

En este informe se analiza el turbogenerador de 200 MVA que opera en la unidad TG3 de la Central Térmica Ventanilla, ubicada en la zona de Lima – Perú. Para el análisis se ha utilizado la información técnica disponible de la unidad, los datos de funcionamiento y puesta en servicio del equipo, ajustes y límites actuales, así como la información operativa y el análisis de eventos fruto de la experiencia en el área de Operaciones de dicha Central.

1.1. Objetivos del Informe

Los objetivos de este informe se pueden resumir en:

- a. Explicar los componentes y la metodología utilizada para confeccionar la curva de capacidad de un turbogenerador.
- b. Explicar los efectos que los ajustes de las protecciones y límites de equipos auxiliares ejercen sobre la curva de capacidad de un generador, y que terminan por restringirla para no exponer al generador a fallas no esperadas por alcanzar o exceder los límites de su real capacidad.
- c. Incluir dentro de la curva de capacidad de un turbogenerador de 200 MVA los límites impuestos por sus propias protecciones, así como las impuestas por sus equipos auxiliares y la propia red eléctrica.
- d. Validar los resultados del análisis y la curva de capacidad restringida halladas en este trabajo con estados operacionales presentados durante eventos anormales sucedidos en la operación comercial del turbogenerador de 200 MVA.

1.2. Organización del Trabajo

El informe inicia con una breve reseña de las protecciones aplicadas al generador, para luego desarrollar el tema de la curva de capacidad con la finalidad de brindar suficiente información al momento de efectuar el análisis de las restricciones impuestas a la curva entregada por el fabricante y proponer luego curvas reales que puedan brindar una

herramienta realmente confiable a los operadores de un generador sincrónico. En los siguientes párrafos se muestra el resumen del contenido de cada capítulo del informe.

En el Capítulo I se introduce el concepto del generador eléctrico y cómo sus límites térmicos crean zonas de operación seguras para evitar causarle daños por exceder sus capacidades físicas.

En el Capítulo II se realiza un breve recuento de los esquemas de protección eléctrica aplicados a un turbogenerador de grandes dimensiones, así como las principales protecciones y limitaciones de sus equipos auxiliares, a fin de comprender las discusiones de capítulos posteriores que llevarán a redefinir los límites de la curva de capacidad del turbogenerador.

En el Capítulo III se realiza una breve exposición del control de la potencia activa y reactiva en un generador síncrono; con estos conceptos se desarrolla la metodología estándar para obtener la curva de capacidad de un generador de rotor cilíndrico, luego se muestran las características del turbogenerador de 200 MVA para aplicar en este la metodología expuesta y obtener así su curva de capacidad.

En el Capítulo IV se explica la filosofía de operación de las protecciones eléctricas aplicadas al turbogenerador de 200 MVA, mostrándose además los valores de ajuste reales de los relés para utilizar esta información al momento de identificar las restricciones que éstas imponen a la curva de capacidad.

En el Capítulo V se seleccionan las funciones de protección eléctrica del capítulo anterior que causan alguna influencia sobre la curva de capacidad debido a sus ajustes; además se muestran límites impuestos por las capacidades y protecciones de la máquina prima y los equipos auxiliares del grupo generador. Posteriormente se utilizan estos límites y restricciones para realizar un análisis basado en la teoría de máquinas eléctricas y la experiencia operativa para lograr identificar nuevas restricciones a la curva de capacidad obtenida en el Capítulo III, presentándose finalmente la curva de capacidad del turbogenerador de 200 MVA con los nuevos límites basados en sus ajustes de protección y limitaciones de equipamiento auxiliar.

En el Capítulo VI se muestran dos eventos reales ocurridos durante la operación comercial de la unidad a la que pertenece en turbogenerador de 200 MVA, que muestran condiciones históricamente extremas a las que fue sometido el generador, y con las que se logra validar el análisis y los nuevos límites impuestos a la curva de capacidad.

En la sección de Conclusiones y Recomendaciones se exponen los principales resultados de este informe, y se dejan sugerencias de trabajos futuros que permitirían profundizar este análisis y conseguir herramientas útiles en la práctica para la industria de la generación eléctrica.

En los Anexos se muestra una interesante metodología desarrollada para obtener los límites de subexcitación de la curva de capacidad de un generador síncrono de polos salientes. Esta explica bastante bien muchos de los supuestos que se tienen para obtener la Curva de los generadores de rotor cilíndrico.

1.3. Alcances del Informe

El presente informe analiza la operación de un turbogenerador real instalado en el Perú. El análisis realizado para redefinir los límites de su curva de capacidad se basa en las ecuaciones para el generador síncrono de rotor cilíndrico, los ajustes reales de las protecciones de este grupo generador y los niveles de tensión operacionales reales de la subestación de alta tensión a la cual se conecta.

Si bien es cierto que las ecuaciones generales para analizar a una máquina síncrona se obtienen para el caso del generador de polos salientes, este informe no inicia con dicho enfoque pues el objetivo es hallar los resultados para un turbogenerador en particular. Los resultados finales son aplicables sólo a este generador, pero la metodología utilizada si podría utilizarse para otros casos.

CAPÍTULO II

PROTECCIONES APLICADAS A LOS GRUPOS GENERADORES

La asignación de un adecuado esquema de protecciones para los generadores sincrónicos debe tomar en cuenta todas las condiciones de operación anormal que se pudieran presentar durante su operación, asignando una o varias funciones de protección para cada una de ellas. Aunque en principio algunos de estos esquemas pudiesen parecer excesivos para usuarios poco experimentados, debe tenerse presente que es preferible el riesgo de manejar varias protecciones y grandes cantidades de señales (con los riesgos inherentes de falla que estadísticamente esto tiene), a contar con menos funciones de protección que las recomendadas. Debe tenerse presente que el inconveniente al asignar más protecciones al equipo no es tanto que éstas puedan operar inadecuadamente o sacar al generador de servicio innecesariamente, sino que fallen al operar cuando deben hacerlo. Un disparo innecesario del generador es indeseable, pero las consecuencias de no dispararlo cuando se debe y terminar dañando la máquina pueden ser muy costosos.

Cuando se realiza la coordinación de las protecciones del generador, varias de ellas, aún no perteneciendo a la misma función de protección, se terminan por superponer, quedando algunas en límites inalcanzables para los parámetros de la máquina debido a que ante una falla, actúan siempre antes las protecciones con ajustes menores; sin embargo, justamente su utilidad está en servir como *backups* de las funciones principales, listas para proteger al equipo cuando una protección que debió actuar, no lo hizo.

En resumen, existen funciones de protección tan diversas como diversas fallas pueden existir, con las diferencias de ajuste o filosofía que cada fabricante pudiera asignarles. En las siguientes secciones se muestra un recuento de las fallas y la forma de mantener protegido al generador.

2.1. Protecciones eléctricas aplicadas a los generadores eléctricos

Con la evolución tecnológica de los sistemas de protección y, en general de todo el resto de equipamiento eléctrico, se han reemplazado los antiguos sistemas de protección basados en relés electromecánicos por modernos relés multifunción electrónicos que entre otras ventajas poseen mayor exactitud de ajuste, facilidad para el almacenamiento de la información de eventos, concentración de varias funciones en un solo equipo y mayor confiabilidad. Sin embargo, a pesar de estos avances, la filosofía de operación de las distintas funciones de protección mantiene en gran parte su vigencia, por lo que es posible hablar de un esquema típico de protección para un generador de gran potencia. Para identificar las funciones de protección se utiliza la numeración aplicada a sistemas eléctricos estandarizada por el IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) e incorporada por ANSI (American National Standards Institute) en su estándar C37.2-1991. Las funciones comúnmente utilizadas para la protección de generadores se muestran en la Tabla N° 2.1.

TABLA N° 2.1. Funciones utilizadas para la protección de generadores según denominación ANSI.

FUNCIÓN	Código ANSI
Sobrecarga (imagen térmica)	49
Sobrecorriente de secuencia negativa	46
Pérdida de excitación	40
Baja impedancia	21
Sobrecorriente	51
Sobrevoltaje	59
Sobreexcitación U/f (Sobreflujo)	59/81
Mínima Tensión	27
Sobre y Sub frecuencia	81
Potencia Inversa	32
Falla a Tierra	64

El generador eléctrico en operación tiene permanentemente corriente fluyendo a través de los bobinados de su rotor y estator, por lo que siempre existirá en ambos la posibilidad de la ocurrencia de cortocircuitos entre espiras o cortocircuitos a tierra en alguno de los puntos activos del circuito (excitación, rotor, estator). El generador está diseñado para

operar sin riesgo de saturación del hierro entre determinados límites de voltaje (normalmente en el rango $\pm 5\%$ de la tensión nominal), por lo que una función de protección también mantiene permanente supervisión de este parámetro. Otras protecciones como las de sobrefrecuencia o subfrecuencia evitan que la unidad opere fuera de sus límites de diseño mecánico, mientras que la posibilidad de una pérdida de sincronismo con la red o una motorización por pérdida de la máquina prima también se supervisan en cualquier generador a fin de evitar daños al equipo. En las siguientes líneas se comentan brevemente los conceptos principales de las funciones estándar de protección que se aplican a los grandes generadores [1].

a. Protección contra Fallas Externas (51)

Un ejemplo claro de falla externa se produce cuando aparece en la red un cortocircuito directamente visible desde los bornes del generador, el cual causa la aparición de una corriente de intensidad varias veces superior a la corriente nominal en el estator. Estas fallas son detectadas y despejadas a través de un relé de impedancia o un relé de sobrecorriente, en los cuales siempre es posible ajustar los tiempos de actuación. Para los relés de sobrecorriente se pueden escoger la característica de tiempo definido o las varias opciones de tiempo inverso.

b. Protección contra Sobrecargas (49, 51)

Las sobrecargas se presentan al fluir por el estator una corriente superior a la nominal durante determinado tiempo; éstas pueden causar calentamiento excesivo del devanado estático y deben eliminarse antes de que se alcance una temperatura peligrosa. Dependiendo de la potencia del generador, la protección por sobrecarga puede realizarse a través de un relé de sobrecorriente, un relé de imagen térmica o sensores de temperatura ubicados en el bobinado.

Esta protección se ajusta con un porcentaje de corriente por encima de la nominal (por ejemplo $1.15 I/I_n$) y un tiempo de ajuste de varios segundos (para que no se produzca un disparo por algún transitorio que pudiese ocurrir durante condiciones normales). La protección contra una sobrecarga mayor se da con una segunda etapa de protección ajustada a un valor de corriente más alto que la anterior (por ejemplo $2 I/I_n$) y un ajuste de tiempo menor. Para turbogeneradores de gran potencia se utilizan relés de imagen térmica,

la que casi siempre está soportada por sensores de temperatura instalados en el bobinado estatórico conectados también al sistema de protección.

c. Protección contra Desbalances de Carga (46)

Los generadores están diseñados para alimentar a cargas balanceadas y por tanto pueden soportar sólo pequeños desbalances permanentemente. Si el desbalance se torna excesivo, el generador debe ser automáticamente desconectado de la red. Para generadores de pequeñas potencias, esta protección se da a través de relés de sobrecorriente que vigilan las corrientes de secuencia negativa. Un desbalance de 8% de corriente en una de las fases, por ejemplo, podría ser un valor adecuado para ajustar el arranque de esta protección.

d. Protección contra condiciones de Potencia Inversa (32)

Como regla general, los generadores que operan en paralelo en un sistema eléctrico con otras unidades deben estar protegidos contra condiciones de “motorización” por un relé de potencia inversa (potencia activa). La potencia necesaria para causar que un generador empiece a operar como motor varía desde un pequeño porcentaje de la potencia nominal para las unidades que utilizan como máquina prima una turbina de gas o vapor, hasta valores de 25% para aquellas que usan un motor diesel. El tiempo de ajuste para el arranque de esta protección suele estar en el orden de algunos segundos pues deben evitarse disparos innecesarios en condiciones normales como el período de sincronización o luego del transitorio que sigue al despeje de una falla en el sistema eléctrico.

e. Protección contra variaciones excesivas de Frecuencia (81)

Particularmente en el caso de generadores de gran potencia, necesita detectarse con suficiente rapidez una condición de sobrevelocidad luego de un gran rechazo de carga o ante una excursión no controlada de la frecuencia del sistema, pues el stress mecánico aplicado a las partes del rotor es muy grande para las velocidades a las que estas máquinas suelen operar. Del mismo modo, los grandes generadores tampoco pueden ser expuestos a frecuencias mucho menores que las de diseño pues el stress mecánico las afecta al operar en velocidades para las que el rotor no ha sido balanceado. El tiempo de ajuste de esta protección suele estar enlazado a los programas de rechazo de carga y generación de todo el sistema eléctrico para evitar desconexiones innecesarias de generación o carga.

f. Protección contra condiciones de Sobretensión y Mínima Tensión (59, 27)

En caso de presentarse grandes rechazos de carga, la tensión en bornes del generador tenderá a incrementarse rápidamente, por lo que el regulador automático de voltaje actuará sobre el control de corriente de excitación para mantener a la tensión alrededor del punto de ajuste; sin embargo, para casos en los que este evento no pueda ser controlado, se instalan relés de sobretensión con un adecuado tiempo de retardo que impidan poner en peligro la integridad del equipo. De igual forma, una condición de subtensión excesiva y prolongada (generalmente generada por posibles fallas en el equipo o cercanías), es despejada con la utilización de un relé de mínima tensión.

g. Protección contra Fallas Internas en las fases (51, 87)

Para proteger la totalidad del devanado y tener un disparo más veloz se instalan relés de protección diferencial, los cuales detectan corrientes de falla pequeñas que la protección normal de sobrecorriente podría no ver. La protección diferencial detecta corrientes de falla muy pequeñas, sin embargo, si apareciera una falla de gran sobrecorriente, ésta protección actuaría de todas formas junto a la protección de sobrecorriente, permitiendo un doble disparo y asegurando así una protección de mayor seguridad para un caso crítico.

h. Protección ante Falla a Tierra del Estator (59G, 51G, 64, 87)

Cuando el generador utiliza un transformador tipo estrella-delta para su conexión a la red, la protección contra este tipo de fallas puede hacerse con el método de “Neutro aislado”, colocando un relé de sobrevoltaje entre el neutro del generador y la tierra, o el método de “neutro aterrizado con alta resistencia”, donde la falla sería detectada con un relé de sobrecorriente a través de un trafo de corriente instalado en la línea de aterramiento del neutro. La protección diferencial también es aplicable para despejar una falla de este tipo, y por su criticidad siempre será necesario contar con una protección de backup de cualquiera de las formas que se haya utilizado como método de protección principal para asegurar el disparo del generador.

i. Protección ante Falla a Tierra del Rotor (64)

La resistencia del aislamiento del rotor se puede verificar tanto aplicando un voltaje DC entre el circuito del rotor y tierra, como aplicando un voltaje AC de baja frecuencia. Estos

métodos aseguran la detección de una falla a tierra del rotor, independientemente de su localización.

j. Protección contra Pérdida de Campo (40)

Proteger al generador contra la pérdida de campo puede realizarse a través de un relé de impedancia, a través de un relé que mida la cantidad de potencia reactiva inversa adecuadamente retardado para evitar su actuación ante oscilaciones de potencia por efectos de la red, ó a través de la medición directa de la corriente de excitación, en cuyo caso se podrá controlar tanto la mínima excitación como una sobreexcitación.

k. Protección contra Sobreflujo Magnético U/f (59/81)

La relación *tensión/frecuencia* es proporcional a la densidad de flujo magnético (B) que atraviesa las partes magnéticas del generador. Cuando determinado límite para esta relación es superado (un valor común de ajuste entre los fabricantes es 1.05), se inician condiciones indeseables de saturación magnética del hierro del estator, lo que conlleva a su sobrecalentamiento térmico. Estas condiciones suelen presentarse durante los procesos de arranque, ante rechazos totales de carga, condiciones débiles del sistema eléctrico o por una equivocada sobreexcitación manual excesiva.

Los diversos tipos de falla mostrados obligan a los diseñadores a establecer complejos esquemas de protecciones que permitan al generador funcionar sin riesgo de entrar a operar en condiciones riesgosas. Como regla general, mientras mayor sea la potencia nominal del generador, mayor la cantidad de funciones de protección que requiere instaladas. La figura 2.1 muestra las funciones que recomienda el fabricante SIEMENS para generadores con potencias en el rango de 50 a 200 MVA, para implementarlas dentro de un esquema de protección utilizando sus relés multifunción modelo SIPROTEC 7UM6; las funciones indicadas con círculos son consideradas opcionales por este fabricante y son sólo 3, contra las 13 que este fabricante considera necesarias. En la figura 2.2 se muestra un esquema de protección típico para un generador eléctrico.

Protection functions	Generator rated power 50 - 200 MVA
Stator earth-fault protection 90 %	■
Stator earth-fault protection 100 %	■
Differential protection	■
Overcurrent-time protection	⊕
Impedance protection	■
Rotor earth-fault protection	■
Negative-sequence (or load unbalance) protection	■
Underexcitation protection	■
Out-of-step protection	⊕
Stator overload protection	■
Rotor overload protection	
Overvoltage protection	■
Frequency protection $f >$	■
Frequency protection $f <$	■
Reverse-power protection	■
Undervoltage protection	⊕
Overexcitation protection	■

Figura N° 2.1. Funciones de protección recomendadas por Siemens para generadores con potencias entre 50 y 200 MVA. Fuente: Siemens applications for SIPROTEC relays 2005 [9].

2.2. Protecciones aplicadas a los Equipos Auxiliares del Generador

El generador eléctrico requiere una máquina prima que le provea movimiento y el torque mecánico necesario para la producción del campo magnético giratorio y el posterior control de la potencia activa, la máquina prima es generalmente una turbina de gas o vapor para generadores de grandes potencias, o un motor a combustión para unidades más pequeñas.

Además, para poder operar, el generador requiere otros equipos auxiliares más pequeños tales como el circuito de excitación, los motores para el bombeo y refrigeración de agua y aceite, para la compresión del aire de comando, los circuitos de iluminación, los armarios de control, entre varios otros. Todos estos equipos complementan al generador eléctrico

para conformar el grupo turbogenerador, y al igual que el generador eléctrico, poseen sus propias protecciones que aseguran su correcto funcionamiento dentro de límites que permitan su normal operación y conservación.

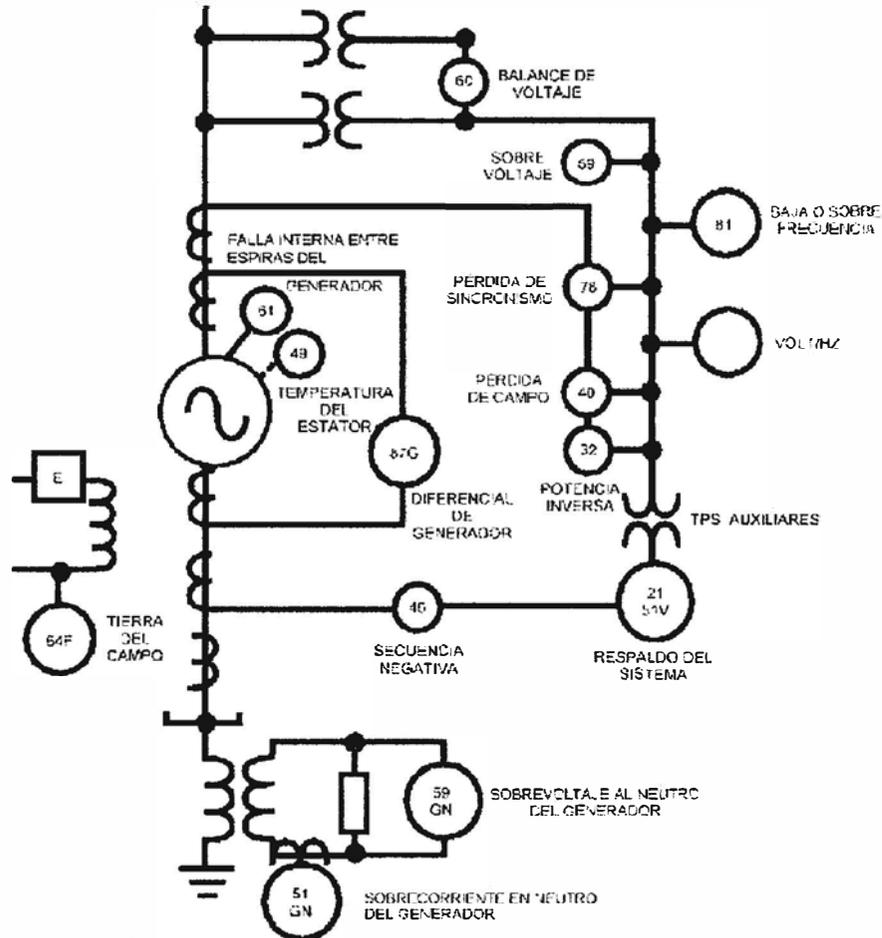


Figura 2.2. Esquema típico de protección de un generador eléctrico.

A continuación se señalan brevemente las protecciones que comúnmente son aplicadas a los equipos auxiliares de un generador eléctrico de potencia cercana a 200 MVA.

a. Protecciones Eléctricas de los Equipos Auxiliares del Generador (59, 27, 51)

Los equipos auxiliares utilizados por los generadores suelen operar con tensiones por debajo de 1 kV, excepto la excitatriz y otros equipos de mayor consumo de energía que suelen estar alimentados con mayor nivel de tensión a través de transformadores independientes. La potencia individual de cada uno de éstos equipos es relativamente pequeña comparada con la potencia del generador, por lo que suelen estar protegidos sólo a través de interruptores termomagnéticos, relés de sobrecorriente y relés de sobretensión o

mínima tensión. Estos deben operar permanentemente porque la pérdida de uno de estos equipos podría en el caso más crítico causar la desconexión intempestiva de todo el grupo turbogenerador, por ejemplo en el caso de falla de la excitatriz o de las bombas de aceite, de modo que es necesario que la protección de cada equipo debe estar adecuadamente coordinada para no actuar innecesariamente ante transitorios normales de operación.

b. Protecciones asociadas a la Máquina Prima del Generador

La máquina prima encargada de brindar el movimiento al generador eléctrico puede ser una turbina o un motor a combustión, dependiendo de la potencia del generador (para grandes potencias se utilizan turbinas de gas o vapor, los motores de combustión conducen turbogrupos de menos de 12 MVA). Estos equipos, dependiendo de sus características de diseño, poseen límites y protecciones propias que son independientes de las protecciones eléctricas del generador o los equipos auxiliares eléctricos.

Por ejemplo, la turbina de gas se basa en un proceso de combustión a presión constante que opera con márgenes muy pequeños de tolerancia en muchas partes de su proceso (presiones, temperaturas, vibraciones, entre otros), si estos márgenes son excedidos causan en la mayoría de casos la desconexión inmediata de la turbina y con ella, de todo el grupo turbogenerador. El proceso de combustión de una turbina de gas suele ser poco estable cuando se generan potencias muy bajas pues éstas unidades fueron concebidas para operar principalmente con carga máxima debido al notable decremento de eficiencia que sufren con bajas potencias, la figura 2.3 muestra en curvas los parámetros operativos en función de la potencia generada para una turbina de gas SIEMENS, donde se nota cómo la eficiencia se perjudica notablemente cuando se opera con potencias bajas. Por este motivo estas máquinas se diseñan y ajustan para condiciones cercanas a las nominales, presentando inestabilidades en potencias pequeñas con las que se supone no deben operar por mucho tiempo. Estas inestabilidades se presentan en forma de distorsión de la combustión, la que es detectada por el sistema de control de la turbina como una distorsión de temperaturas dentro de la cámara de combustión, y al superarse un ajuste de máxima desviación, desconecta a todo el grupo turbogenerador.

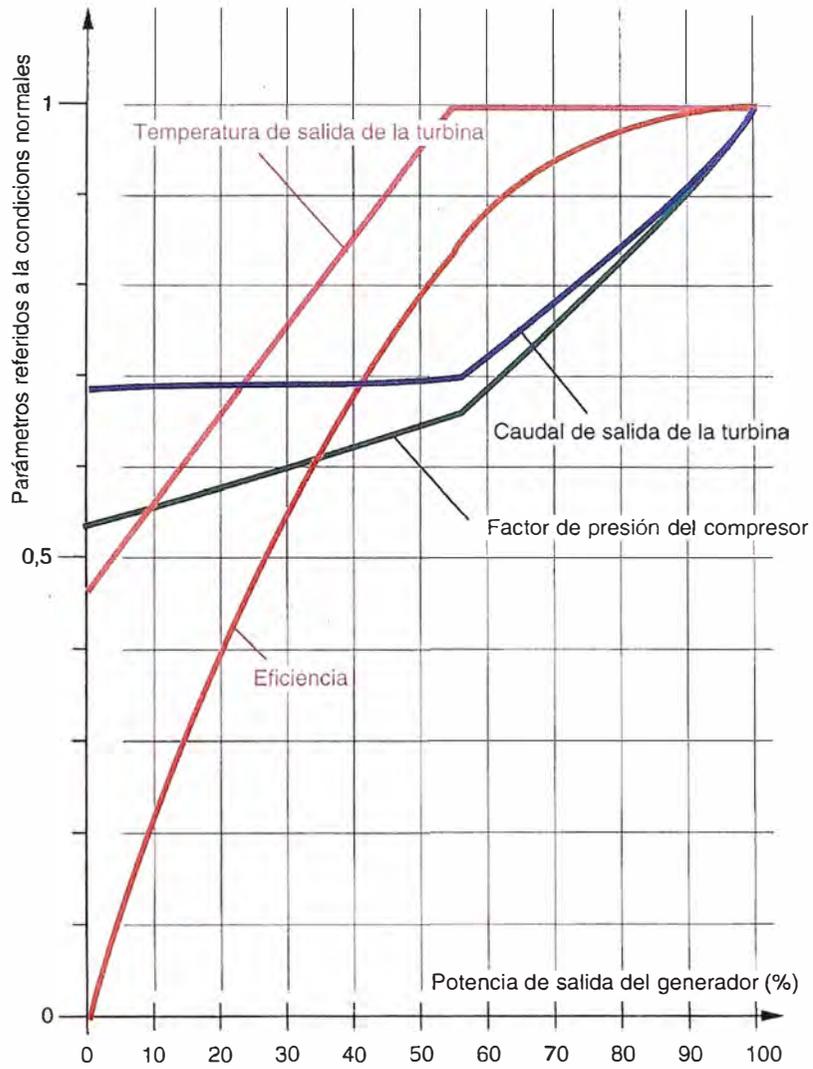


Figura 2.3. Parámetros de servicio en función de la Potencia para una turbina de gas SIEMENS.

Fuente: Curso Siemens Gas Turbine V84.3A Design Features, 1998.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA CURVA DE CAPABILIDAD DE UN TURBOGENERADOR ELÉCTRICO

Este trabajo se ha dirigido al análisis del funcionamiento de un turbogenerador de rotor cilíndrico, por lo que se sobreentiende que todos los cálculos y análisis se realizan tomando como base la teoría de la máquina síncrona con rotor cilíndrico, salvo que se mencione expresamente algo distinto.

3.1. Control de la potencia activa y reactiva

Cuando la máquina síncrona se conecta a una barra infinita, su voltaje en bornes y velocidad permanecen inalterables, sin embargo es posible actuar sobre dos variables del generador: la corriente de campo y el par mecánico de la máquina prima [2].

Al variar la corriente de campo, se consigue que el generador entregue o absorba potencia reactiva. Ahora, debido a que no es posible cambiar la velocidad de la máquina por permanecer ésta inalterable (a causa de la operación síncrona con la red), la única manera de cambiar la potencia activa generada es actuando sobre la fuente mecánica de movimiento del generador. La figura 3.1 muestra el circuito equivalente básico de la máquina síncrona, para empezar a extraer las ecuaciones sobre las que se fundamentará el análisis de este trabajo.

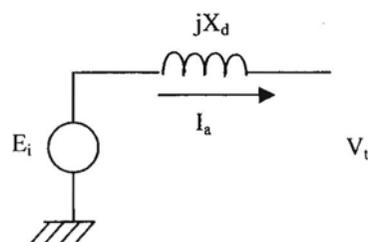


Figura 3.1. Circuito equivalente básico de la Máquina Síncrona

Se considera que la resistencia de armadura (r_a) es muy pequeña en comparación con la reactancia sincrónica (X_d) de un turbogenerador. Entonces de la figura 3.1, suponiendo que el generador está entregando potencia de manera que exista un ángulo δ entre el voltaje interno E_i y el voltaje V_t en bornes del generador, por otro lado entre el voltaje en bornes V_t y la corriente I_a existe el ángulo θ . Así, la potencia compleja entregada por el generador al sistema está dada por la ecuación 3.1.

$$S = P + jQ = V_t I_a^* = |V_t| |I_a| (\cos \theta + j \text{sen} \theta) \quad (3.1)$$

Igualando las partes real e imaginaria, se obtienen las expresiones de la ecuación 3.2 para la potencia activa y reactiva.

$$P = |V_t| |I_a| \cos \theta \quad Q = |V_t| |I_a| \text{sen} \theta \quad (3.2)$$

La potencia reactiva Q será positiva para factores de potencia en atraso ya que el ángulo θ es numéricamente positivo. El diagrama fasorial que muestra las cantidades involucradas en el circuito de la figura 3.1 se muestra en la figura 3.2.

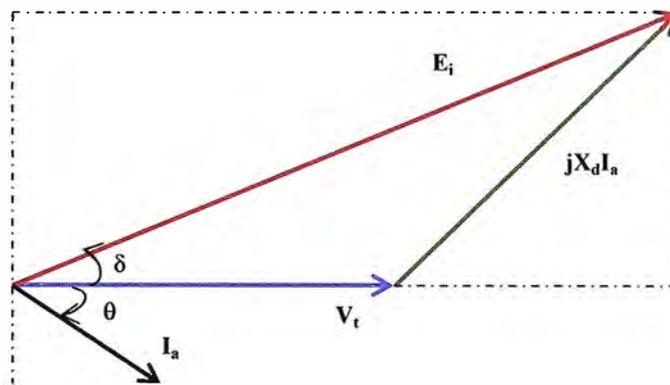


Figura 3.2. Diagrama fasorial de un generador síncrono de rotor cilíndrico sobreexcitado

Para relacionar las expresiones de la potencia activa y reactiva de la ecuación 3.2 con el ángulo de potencia δ , se realiza el análisis con los vectores V_t y E_i según el diagrama de la figura 3.2:

$$V_t = |V_t| \angle 0 \quad \text{y} \quad E_i = |E_i| \angle \delta$$

Donde V_t y E_i se expresan en valores por unidad. Entonces del diagrama fasorial mostrado en la figura 3.2, se obtienen la ecuación 3.3.

$$I_a = \frac{|E_i| \angle \delta - |V_t|}{jX_d} \text{ y } I_a^* = \frac{|E_i| \angle -\delta - |V_t|}{-jX_d} \quad (3.3)$$

Por lo tanto, la potencia compleja entregada al sistema en bornes del generador estará dada por la ecuación 3.4.

$$S = P + jQ = V_t I_a^* = \frac{|V_t| |E_i| \angle -\delta - |V_t|^2}{-jX_d} = \frac{|V_t| |E_i| (\cos \delta - j \operatorname{sen} \delta) - |V_t|^2}{-jX_d} \quad (3.4)$$

Separando las partes real e imaginaria en la ecuación 3.4, se obtienen las expresiones para P y Q en función del ángulo δ .

$$P = \frac{|V_t| |E_i|}{X_d} \operatorname{sen} \delta \quad Q = \frac{|V_t| |E_i|}{X_d} (|E_i| \cos \delta - |V_t|) \quad (3.5)$$

Así, sabiendo que el voltaje en terminales V_t se mantiene constante (ajustado a un punto fijo), es claro que tanto P como Q dependen del ángulo δ y la tensión interna de la máquina E_i , ésta última dependiente en manera proporcional a la corriente de excitación del generador. Entonces, si V_t y E_i se mantuvieran fijos, para controlar la potencia activa (P) bastará hacer variar el ángulo de potencia δ , lo cual se consigue incrementando el par mecánico a la máquina prima del generador (variando la fuente de energía de la turbina o motor que origina el movimiento). Para controlar la potencia reactiva (Q), se debe variar la corriente de excitación, y ésta a su vez variará proporcionalmente la tensión E_i .

3.2. Metodología de Construcción de la Curva de Capabilidad para un Turbogenerador

La curva de capacidad es un diagrama en el cual se muestran todas las condiciones normales de operación de los generadores síncronos conectados a una barra infinita (esto

asegura el supuesto básico de que el voltaje en bornes del generador se mantenga casi inalterable). Los límites de este diagrama muestran los puntos máximos en los que puede operar el generador sin exceder sus límites constructivos. Puesto que el generador síncrono puede poseer un rotor de polos salientes o uno cilíndrico, la curva de capacidad de forma general requeriría utilizar el diagrama fasorial más general, el cual se obtiene de un generador con rotor de polos salientes, sin embargo, como ello no ha sido considerado dentro del alcance de este informe, el análisis se inicia directamente con el diagrama fasorial del rotor cilíndrico mostrado en la figura 3.2.

La construcción de la curva inicia con el diagrama fasorial del generador, girado de tal modo que permita realizar una construcción adecuada como se muestra en la figura 3.3. El vector base es la tensión en bornes V_t que queda alineado en el eje vertical. La figura 3.3 muestra cinco lugares geométricos que corresponden a posibles modos de operación en los que un parámetro de la unidad se conserva constante [2].

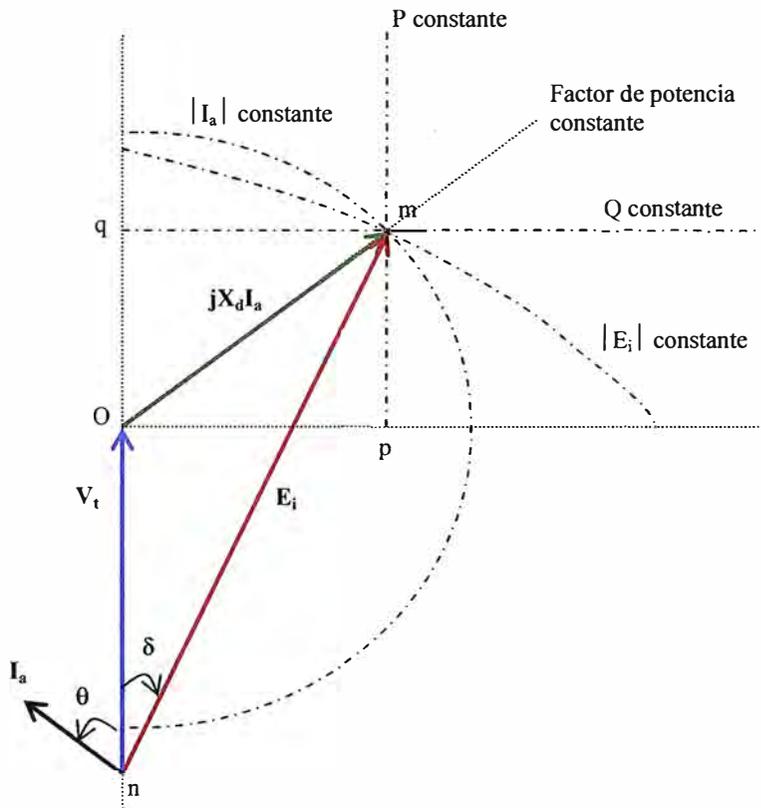


Figura 3.3. Diagrama fasorial del generador de rotor cilíndrico, adecuado para la elaboración de la curva de capacidad

Los cinco lugares geométricos mostrados en la figura 3.3 corresponden a:

Excitación constante: el círculo de excitación constante tiene como centro el punto n del eje vertical y un radio $n-m$ de magnitud igual al voltaje interno de la máquina E_i , que se puede mantener constante preservando constante la corriente de excitación I_f .

$|I_a|$ constante: El círculo para la corriente de armadura constante tiene al punto O como centro, y un radio $o-m$ de magnitud proporcional al valor de $|I_a|$. Como el voltaje V_t es fijo, entonces los puntos de este lugar geométrico corresponden a la potencia aparente de salida ($V_t |I_a|$) del generador.

Potencia activa constante: la potencia activa generada está dada por la expresión $P = |V_t| |I_a| \cos\theta$ en valores por unidad. Como $|V_t|$ es constante, la línea vertical $m-p$ representa el lugar geométrico para P constante. La potencia de salida en Megawatts del generador siempre será positiva.

Potencia reactiva constante: la salida de potencia reactiva del generador está dada por $Q = |V_t| |I_a| \sin\theta$ en valores por unidad cuando θ es positivo (factores de potencia en atraso). La línea horizontal $q-m$ re presenta el lugar geométrico para Q constante. Cuando se opera con factor de potencia unitario, la salida de Q del generador es cero, y corresponde a un punto de operación sobre el eje horizontal $o-p$. Si el generador opera con factor de potencia en adelante, la salida Q será negativa, y el punto de operación se ubicará por debajo de la línea horizontal $o-p$.

Factor de potencia constante: la línea radial $o-m$ corresponde a un valor fijo del ángulo θ (entre el voltaje V_t y la corriente de armadura I_a).

Para poder leer las cantidades de la curva de capacidad en términos de potencia, se reescalan los vectores de la figura 3.3 al multiplicar todas las cantidades por el factor $|V_t|/X_d$. El diagrama fasorial resultante se muestra en la figura 3.4.

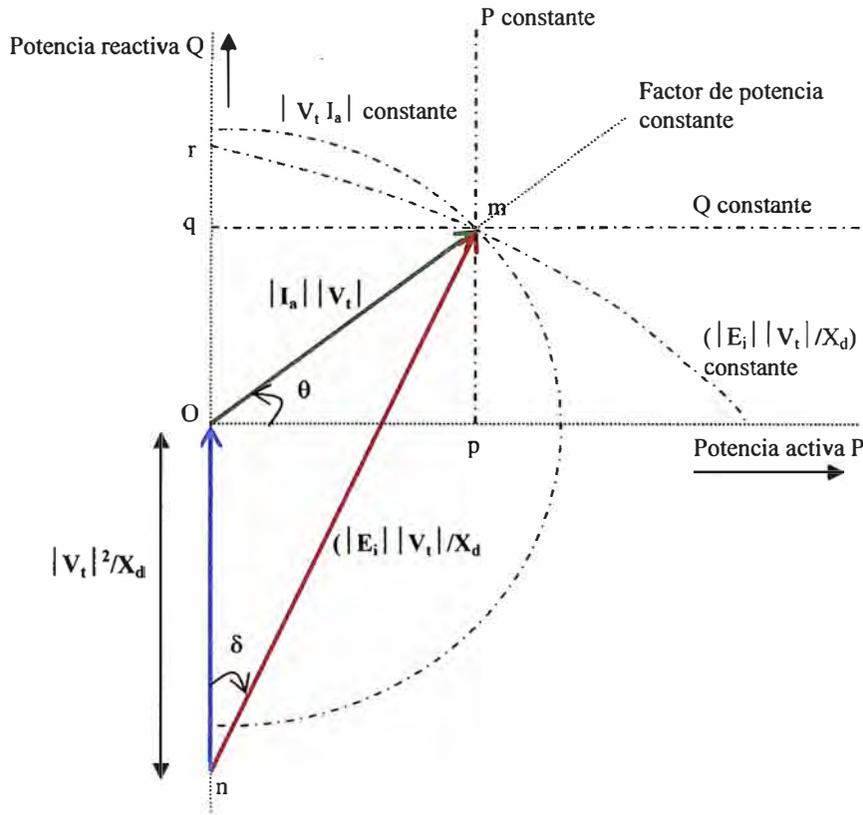


Figura 3.4. Diagrama fasorial en función de unidades de potencia.
(Obtenido al reescalar el diagrama de la figura 3.3).

La curva de capacidad se construye tomando como base el segmento n-o de la figura 3.4, que representa una potencia reactiva ($-|V_t|^2/X_d$). Como, por lo general la curva se construye para una tensión $V_t = 1.0$ p.u., entonces este segmento suele representar una potencia reactiva negativa igual a $1/X_d$ por unidad. Este valor sirve como base para la escala a aplicar al resto de la curva.

La metodología explicada en “Análisis de Sistema de Potencia” de Grainger – Stevenson [2] detalla la construcción de la curva en la siguiente forma:

- Se considera que $|V_t| = 1.0$ p.u. sobre el voltaje base nominal de la máquina.
- Por medio de una escala de voltamperes (VA) conveniente, se señala el punto n sobre el eje vertical, de forma que la longitud o-n sea igual a $1/X_d$ en por unidad sobre la base nominal de la máquina. La misma escala se aplicará a la potencia activa P en por unidad sobre el eje horizontal.

- A lo largo del eje horizontal P, se señala la distancia equivalente a 1.0 p.u., que corresponde a la máxima potencia de salida de la máquina prima. Se traza una recta vertical para $P = 1.0$ p.u.
- Se señala la longitud $o-m = 1.0$ p.u. sobre la línea radial desde el origen en la dirección del ángulo del factor de potencia nominal. Con este radio se dibuja el arco circular de MVA en por unidad, que corresponde al límite de corriente de armadura.
- Se construye el arco m-r de la excitación máxima permisible, empleando n como centro y n-m como radio. Este arco circular corresponde al límite máximo de corriente de campo.

Si el voltaje generado por la máquina es diferente al voltaje nominal ($V_t = 1.0$ p.u.), entonces la escala de la curva de capacidad cambiará. Para reescalarla debe reiniciarse la metodología, introduciéndose dos cambios principales:

- Señalar sobre el eje vertical el punto n, donde la longitud o-n tendrá una longitud V_t^2/X_d (en lugar de $1/X_d$).
- En el eje horizontal P, señalar la distancia equivalente a 1.0 p.u. que corresponde a la máxima potencia de la máquina prima, utilizando la misma escala asignada al segmento o-n.

Con estos cambios, para completar el resto de la curva se aplica todo el resto de la metodología expuesta en el párrafo anterior.

Para la zona de subexcitación (zona negativa del eje vertical Q en la figura 3.4), debe tenerse presente que un generador tiene dos problemas principales al operar en dicha zona: primero, porque de excederse determinado límite de subexcitación, podría ponerse en riesgo su operación en sincronismo (estabilidad permanente); y segundo, porque en el caso de los turbogeneradores, la excesiva absorción de reactivos producirá el sobrecalentamiento de los extremos del núcleo del estator.

Desde este punto se realiza el análisis de la curva de capacidad geoméricamente, por lo que la figura 3.5 muestra la convención de ejes que se utiliza en adelante.

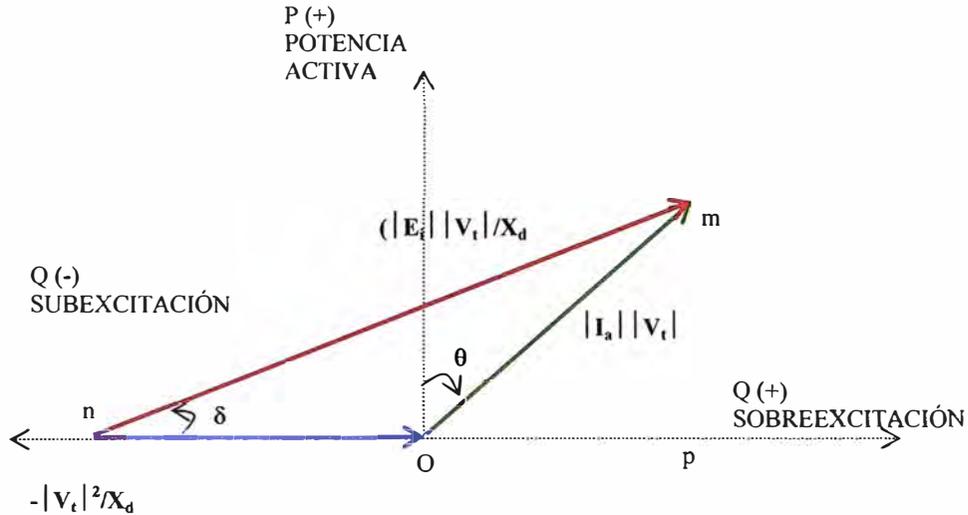


Figura 3.5. Convención de ejes para el análisis geométrico de la curva de capacidad

Entonces, para la zona de subexcitación, el generador no debe operar jamás fuera del límite que implica la zona de estabilidad permanente; éste límite ocurre teóricamente cuando el ángulo δ entre E_i y V_t mostrado en la figura 3.3 alcanza 90° (en la figura 3.5 este es el ángulo δ entre los vectores V_t^2/X_d y $E_i * V_t/X_d$). Sin embargo, el tema de definir adecuadamente el límite de estabilidad real de una máquina síncrona ha sido siempre complicado y aún hoy no se tiene un concepto estandarizado, por lo que los fabricantes suelen tener criterios distintos para definirlos en las curvas de capacidad que proporcionan cuando suministran un generador (ello explica por qué las formas de las curvas suelen ser distintas entre fabricantes, muy especialmente para las zonas de subexcitación).

Acerca del sobrecalentamiento de la máquina, la operación subexcitada se evita por lo general pues en ese estado se incrementan las corrientes parásitas (o eddy) en las partes de acero de la armadura, las cuales producen calentamiento por el efecto I^2R y la aparición de flujo magnético a través de piezas del generador que no han sido concebidas para ello. Por otro lado, exceder el límite impuesto por la curva de calentamiento máxima de los extremos del núcleo del estator producirá un daño térmico sobre éstas que debe ser siempre evitado.

En resumen, para la zona de subexcitación se identifican claramente dos lugares geométricos límite para la curva de capacidad: el referido al límite de estabilidad teórico

y el límite por calentamiento de los extremos del núcleo del estator. En referencia a la figura 3.5, se indicó que el límite teórico de estabilidad se da cuando el ángulo δ alcanza 90° ; de este modo, el lugar geométrico para este límite estará representado en la curva por una línea recta vertical que cruza al eje de potencia reactiva (Q) en el punto $-V_t^2/X_d$.

Para construir el lugar geométrico de la zona límite de calentamiento de los extremos del núcleo del estator se utiliza una metodología estándar utilizada por la compañía Westinghouse para estos fines [3]. Esta toma en cuenta la influencia del sistema al cual está conectado el generador (reactancia equivalente en el punto de conexión en alto voltaje), así como las características del transformador de conexión (reactancia). Con estos parámetros se dibuja una circunferencia centrada en el lado positivo del eje de potencia reactiva (Q) según la convención de ejes de la figura 3.5. La figura 3.6 muestra el circuito simplificado que es utilizado por esta metodología.

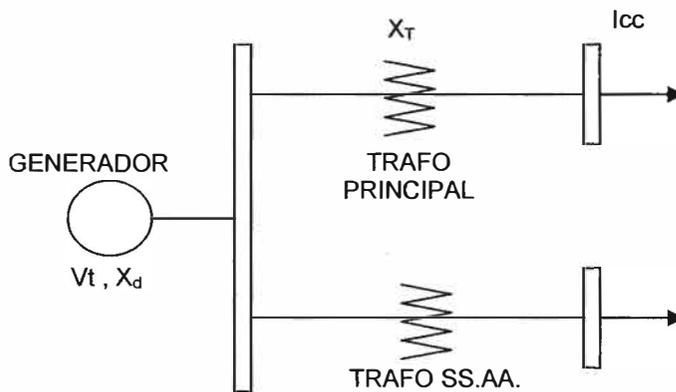


Figura 3.6. Circuito simplificado utilizado por la metodología de cálculo del lugar geométrico límite por calentamiento de los extremos del núcleo del estator.

Las ecuaciones 3.5 y 3.6 se utilizan para calcular los parámetros del lugar geométrico del límite por calentamiento de los extremos del núcleo del estator. El centro de la circunferencia está situado en $(-X_c ; 0)$ del plano P-Q, con radio r .

$$X_c = \frac{1}{2} V_t \left(\frac{1}{X_s} - \frac{1}{X_d} \right) \quad (3.5)$$

$$r = \frac{1}{2} V_t \left(\frac{1}{X_s} + \frac{1}{X_d} \right) \quad (3.6)$$

Donde $X_s = X_{sys} + X_T$. La cantidad X_{sys} es la reactancia equivalente del sistema en el lado de alta tensión del transformador, y X_T es la reactancia del transformador. Ambas cantidades deben estar calculadas en valores por unidad, con la base nominal del sistema. La ecuación 3.7 corresponde a la circunferencia que representa este límite:

$$(x - X_c)^2 + y^2 = r^2 \quad (3.7)$$

La falta de una metodología estándar entre los fabricantes para definir los límites de la curva de capacidad en la zona de subexcitación ha hecho que exista literatura y consideraciones variadas al respecto; en este informe se utilizan los límites y metodología explicados en los párrafos de la página anterior. En la sección Anexos se adjunta una metodología ligeramente distinta a la mostrada, definida en [4], realizada en forma general para cualquier generador síncrono, pero aplicada a un generador de polos salientes.

3.3. Curva de capacidad del turbogenerador de 200 MVA

En base a lo explicado en la sección 3.2, la curva de capacidad del generador de 200 MVA de este informe tendrá las características adecuadas para un generador síncrono con rotor cilíndrico. Por las consideraciones expuestas en el Capítulo I, se asume que la temperatura del aire frío de refrigeración del generador se mantiene constante en el valor nominal, de modo que ésta no afecta a las curvas halladas.

En las siguientes líneas se describen las principales características técnicas del generador de 200 MVA que permitan definir adecuadamente su curva de capacidad.

3.3.1. Descripción del turbogenerador de 200 MVA

El generador de 200 MVA del estudio fue fabricado por la compañía SIEMENS, de modelo TLRI 108/36-36, con un rotor de dos polos (gira a 3600 RPM), tensión de generación trifásica de 16.0 kV, reactancia en eje directo (X_d) de 210% en base nominal del generador y posee excitación estática con anillos rozantes. Fue puesto en servicio en 1997 para operar acoplado a una turbina de gas modelo V84.3A de 170.5 MW de potencia

máxima de salida, también fabricada por SIEMENS. La Tabla N° 3.1 muestra la placa de características del generador, la Tabla N° 3.2 las características de la turbina.

TABLA N° 3.1. Placa de características del generador de 200 MVA

SIEMENS		
Generador	M127868	1996
TLRI 108/36-36	60s ⁻¹	Derecha
3 ~ YY	U1,V1,W1	
16000 V ± 5 %	7217 A	S1
200000kVA	cos φ = 0,85	
Excitación independiente	315 V	1176A
Clase de aislamiento F	IM 7325	IP54
Refrigeración de aire	Aire frío: 40 °C	
Peso del estator: 180 Mg	VDE / IEC	
Peso del rotor: 40,7Mg		
Siemens AG - Bereich Energieerzeugung (KWU)		

TABLA N° 3.2. Características de la turbina de gas SIEMENS V84.3A

Combustible	Gas natural	Destilado ligero	
Valor calorífico menor	50056	42000	kJ/kg
Temperatura de entrada a la turbina	1190	1190	°C
Potencia en el acoplamiento	170,5	166,3	MW
Eficiencia de la turbina	38,7	38,3	%
Caudal de aire de entrada al compresor	440	440	kg/s
Temperatura de salida del compresor	413,3	413,4	°C
Factor de presión del compresor	16,8	16,7	-
Caudal del combustible	8,813	10,340	kg/s
Caudal en la salida de la turbina	448,8	450,3	kg/s
Valores referentes a ISO - Condiciones y carga básica			

Este generador posee un regulador automático de voltaje (Automatic Voltage Regulator – AVR), el cual se encuentra permanentemente operando. Este posee dos modos de

operación: control de potencia reactiva y control de tensión generada. El primero permite ajustar un valor fijo de generación de potencia reactiva (independientemente de la potencia activa generada), y para mantenerlo, el AVR varía la corriente de excitación y con ella la tensión en bornes; éste se encuentra actualmente desactivado. Por otro lado, con el control de tensión generada se ajusta un valor fijo de tensión en bornes del generador, que el AVR se encarga de mantener constante ante las variaciones de tensión que ocurran en la red. Este funcionamiento está de acuerdo a lo explicado en la sección 3.1, sobre el control de la potencia activa y reactiva.

En el Sistema Interconectado Nacional (SEIN) del Perú, lo común es que los generadores utilicen el control de tensión, debido a que la configuración del sistema permite que regularmente ocurran variaciones de tensión considerables (y también de frecuencia) que podrían perjudicar la operación de los generadores si éstos no estuvieran autorregulando su voltaje.

El AVR del generador sensa las variaciones de tensión de la red reflejados en los bornes del generador; cuando detecta una disminución (aumento) de ésta, inmediatamente incrementa (reduce) la corriente de excitación (I_f) para mantener el valor de ajuste de la tensión. El operador de la Central observa estas acciones automáticas a través de la variación continua de la corriente de excitación (mientras el voltaje generado permanece invariable), y además también ve variar la potencia reactiva generada. La figura 3.7 muestra la variación automática de generación de potencia reactiva por una disminución sostenida de tensión de red durante el inicio de la hora punta en un día típico. En base a datos históricos de operación se ha calculado la tasa de variación automática de la potencia reactiva generada debido a la variación de tensión de la red en: **$+6.5 \text{ MVAR} / -1 \text{ kV}$** .

Además, este AVR posee también otra tasa fija, relacionada con la variación de potencia reactiva generada y tensión en bornes al variar la corriente de excitación. Al variarse 17 A de corriente de excitación, la tensión en bornes varía 0.08 kV y la potencia reactiva varía 5 MVAR. De estos últimos datos es importante resaltar que existe una relación numérica directa entre la variación de la tensión en bornes con la potencia reactiva generada de: **$+0.08 \text{ kV} / +5 \text{ MVAR}$** .

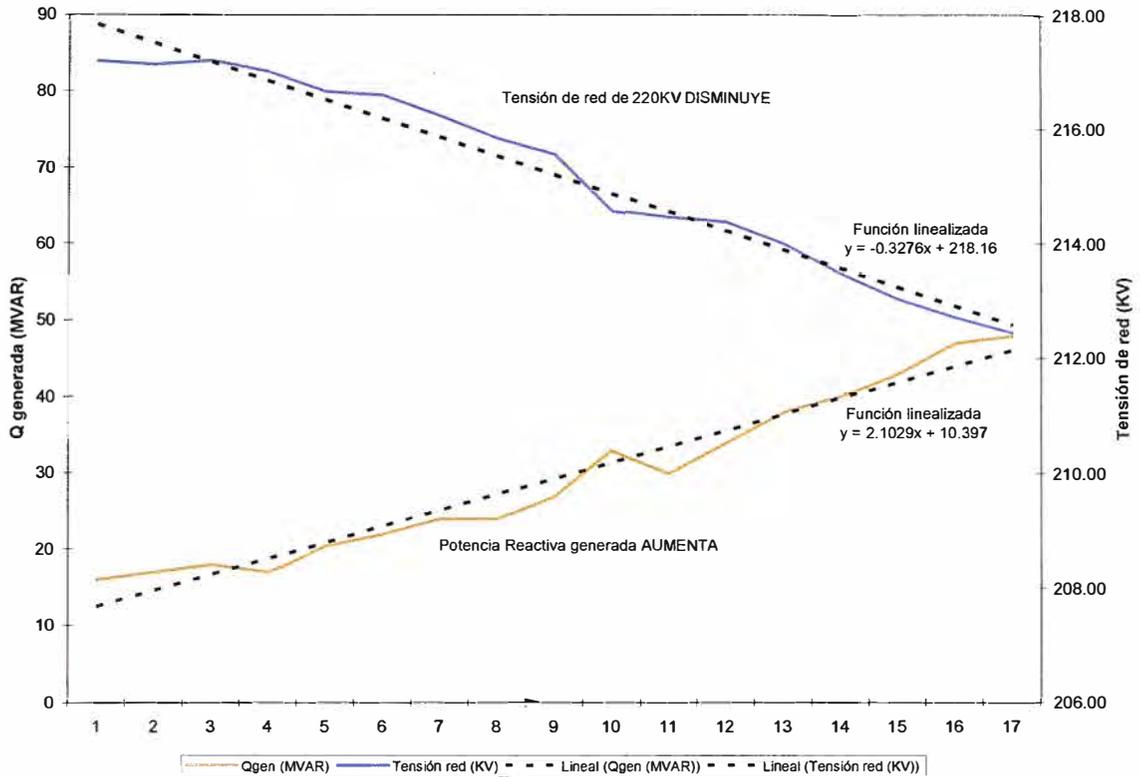


Figura 3.7. Acción del AVR: variación automática de potencia reactiva generada por la variación de tensión en la red de 220 kV para mantener constante la tensión en bornes.

Cuando la tensión de la red de 220 kV a la que está conectado el generador se mantiene en su valor operativo (213 kV) y el generador se encuentra operando establemente generando su potencia activa nominal con el valor de tensión de operación en bornes, se dice que éste se encuentra en “condiciones normales”. Estas se muestran en la Tabla N° 3.3, y servirán de base para los análisis realizados en capítulos posteriores.

TABLA N° 3.3. Condiciones Normales de Operación del Generador de 200 MVA conectado a la red de 220 kV.

Tensión de red (kV)	Potencia Activa (MW)	Potencia Reactiva (MVAR)	Voltaje en Bornes (kV)	Corriente de excitación (A)	Voltaje de barra SSAA (kV)
213	156	25	16.20	810	6.56

En un generador eléctrico la temperatura es un parámetro que afecta su comportamiento y desempeño. El generador de 200 MVA analizado en este informe posee medición de temperatura en el devanado del estator, en el aire utilizado para su refrigeración, el aceite en sus cojinetes y su excitatriz. Para la medición de temperatura en el estator y el aire de

refrigeración se utilizan termorresistores de platino (Pt100), para la medición en los cojinetes y excitatriz se utilizan termocuplas. Los termorresistores son elementos cuya resistencia eléctrica varía linealmente con la variación de su temperatura, el Pt100 es un termorresistor de platino utilizado como estándar en la industria, que tiene una resistencia de 100 ohms a una temperatura de 0°C. En el estator estos termorresistores tienen la forma de tiras alargadas y delgadas que van instaladas directamente en las ranuras entre las barras del bobinado.

La temperatura nominal de operación del aire frío del generador es 40 °C según su placa de características mostrada en la Tabla N° 3.3; si esta temperatura alcanza los 60 °C una alarma es enviada al operador, si ésta sobrepasa los 65 °C el generador es automáticamente desconectado por protección de “Muy Alta Temperatura del Aire de Refrigeración”. Como se puede comprender, esta medición es una protección indirecta para los bobinados del generador contra los calentamientos excesivos que pudieran producirse dentro del generador y que sus protecciones eléctricas pudieran no distinguir.

Puesto que este informe tiene como objetivo analizar la influencia de los ajustes de las protecciones del generador y sus equipos auxiliares sobre la curva de capacidad, mas no la influencia de los parámetros ambientales, entonces para todo el análisis la temperatura del aire de refrigeración del generador se considera constante e igual a su valor nominal de placa, por lo que su influencia no se tomará en cuenta.

3.3.2. Construcción de la curva de capacidad del turbogenerador

Aplicando la metodología expuesta en la sección 3.2, con el valor de reactancia del generador igual a 2.1 p.u. y asumiendo un voltaje en bornes constante e igual al valor nominal (16.0 kV), se traza sobre el eje de potencia reactiva (Q) el vector base de la curva, igual a $1/X_d = 1 / 2.1 = 0.4762$ p.u.; luego, tomándolo como base para la escala del resto de valores por unidad, se procede a trazar las circunferencias para la potencia nominal (S_n) y la de máxima corriente de excitación ($I_f \text{ max}$).

Para la zona de subexcitación, se traza la línea recta que representa el límite teórico de estabilidad en el punto $-1/X_d = -1/2.1 = -0.47619$ p.u. del eje de potencia reactiva (Q). El

límite de mínima corriente de excitación para el rotor cilíndrico es el punto ubicado en $(-1/X_d, 0)$, que ya está contenido en la recta $-1/X_d$ del límite de estabilidad (en el Anexo N° 01 se muestra información adicional sobre este punto). El lugar geométrico que representa el límite por calentamiento de los extremos del núcleo del estator es una circunferencia cuyo centro y radio se calculan con las ecuaciones 3.5 y 3.6; los datos requeridos por éstas para el caso del generador de 200 MVA a tensión nominal son:

$$V_t = 1.00 \text{ p.u.}$$

$$X_s = X_{\text{sys}} + X_t = 0.052 \text{ p.u.} + 0.1484 \text{ p.u.} = 0.2004 \text{ p.u.}$$

Aplicando estos datos a las ecuaciones, el centro y radio de la circunferencia son:

$$X_c = \frac{1}{2} V_t \left(\frac{1}{X_s} - \frac{1}{X_d} \right) = 2.2569 \text{ p.u.}$$

$$r = \frac{1}{2} V_t \left(\frac{1}{X_s} + \frac{1}{X_d} \right) = 2.7331 \text{ p.u.}$$

De la ecuación 3.7, la circunferencia que representa el lugar geométrico para este límite es:

$$\begin{aligned} (x - X_c)^2 + y^2 &= r^2 \\ (x - 2.2569)^2 + y^2 &= 2.7331^2 \end{aligned} \quad (3.8)$$

Finalmente, la curva de capacidad del turbogenerador de 200 MVA para la tensión nominal (16 kV) se muestra en la figura 3.8, donde se observan los cuatro lugares geométricos de los límites básicos de la curva de capacidad del generador:

- A. El límite por calentamiento del devanado estatórico (o límite de armadura);
- B. El límite por calentamiento del devanado de campo;
- C. El límite teórico de estabilidad permanente (y a la vez límite de corriente mínima de excitación); y,
- D. El límite por calentamiento de los extremos del núcleo del estator.

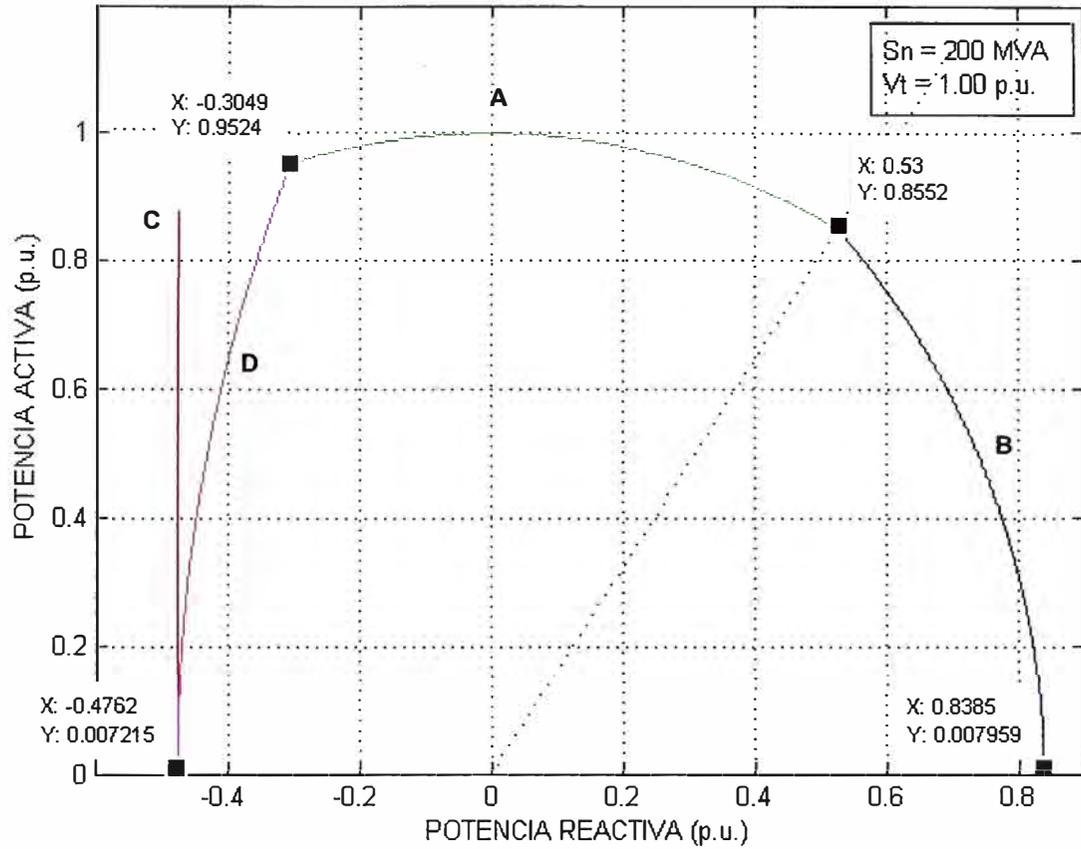


Figura 3.8. Curva de capacidad del generador de 200 MVA,
para tensión nominal en bornes (16 kV).

Si el voltaje en bornes del generador es distinto al nominal (o 1.00 p.u.), como se explicó en la metodología expuesta en la sección 3.2, se reescala el diagrama vectorial con cálculos donde se incluye la tensión V_t , resultando en un cambio de escala de toda la curva de capacidad. Para mostrar la diferencia se dibuja la curva de capacidad del generador para tensiones de 0.95 p.u. y 1.05 p.u., las cuales se muestran en las figuras 3.9 y 3.10.

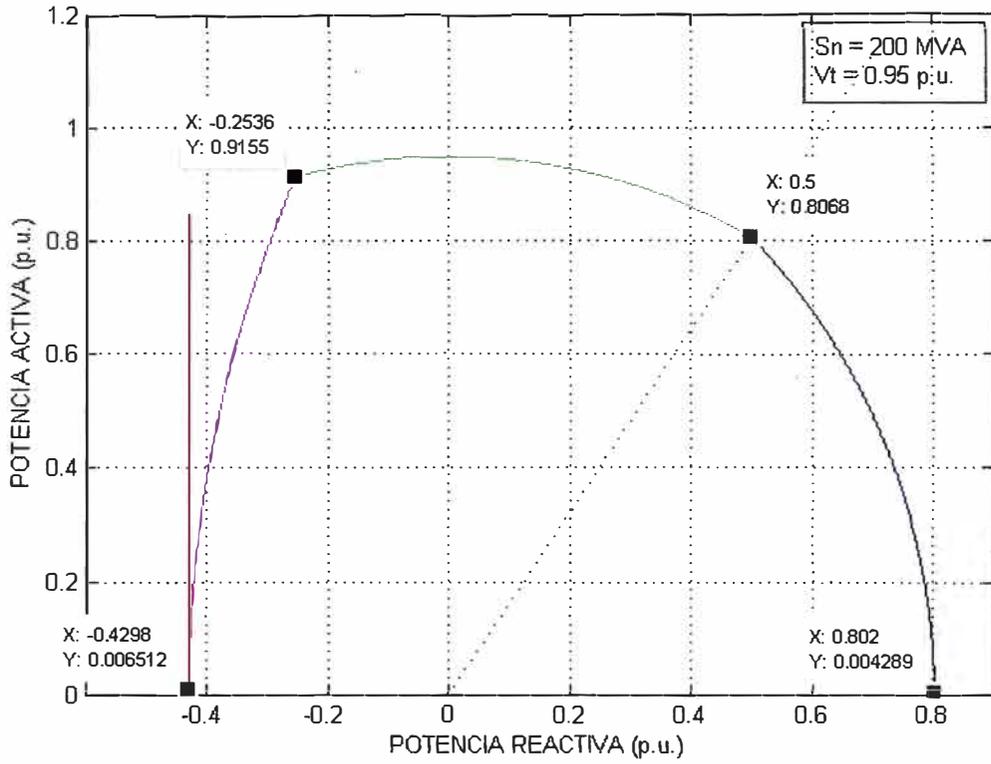


Figura 3.9. Curva de capacidad del generador de 200 MVA,
para una tensión de 95% del valor nominal (15.2 kV).

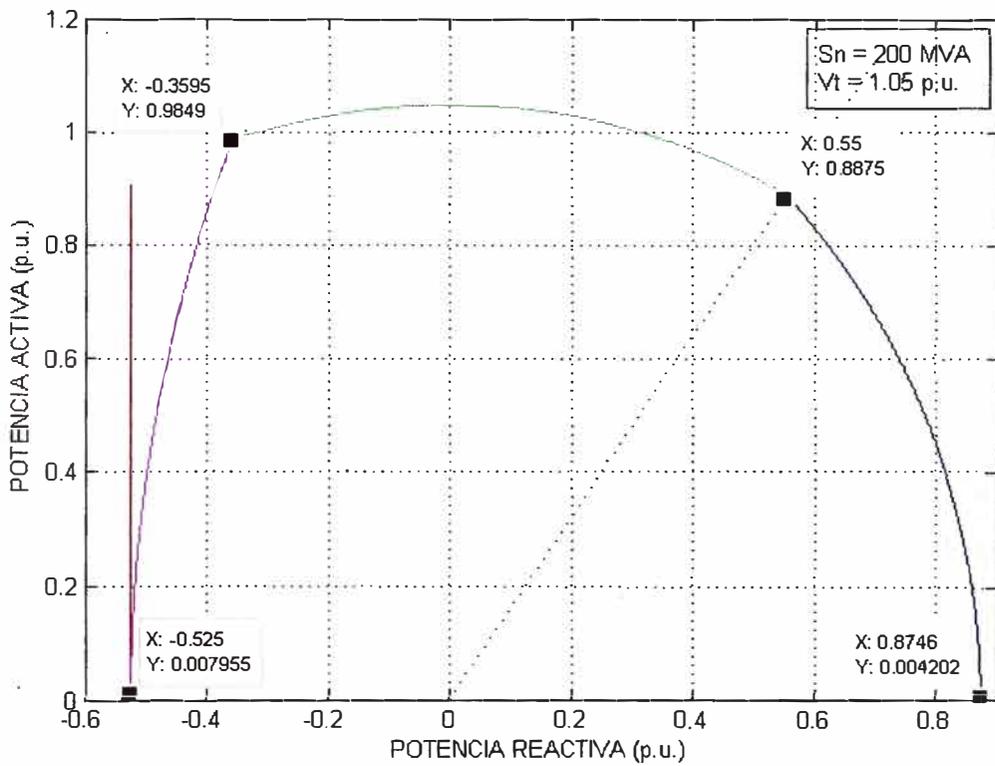


Figura 3.10. Curva de capacidad del generador de 200 MVA,
para una tensión de 105% del valor nominal (16.8 kV).

Es necesario notar que en las curvas mostradas en las figuras 3.9 y 3.10, los límites de calentamiento de bobinado de campo, armadura, de los extremos del núcleo del estator y el límite de estabilidad han variado, dando márgenes distintos a los mostrados en la figura 3.8 para la producción de potencia activa y reactiva. Sin embargo, es importante saber que al variar la tensión en bornes, los límites máximos de corriente en el rotor y estator no cambian, y sus devanados siguen protegidos por el relé de sobrecorriente ($I >$) en caso del estator, y por el limitador de corriente de campo del AVR en caso del rotor.

Para aclarar este comentario se analiza el caso de la figura 3.9. Es conocido que el lugar geométrico límite de la potencia aparente máxima (S_{max}) o de calentamiento del estator está dado por la circunferencia:

$$S_{max} = \sqrt{3} * V_n * I_n \quad (3.9)$$

Esta se muestra en el diagrama fasorial de la figura 3.4, dicho diagrama utiliza valores monofásicos. Sin embargo, si la tensión en bornes V_n disminuye hasta $0.95 * V_n$ pero continúa la exigencia de generar la potencia S_{max} entonces:

$$S_{max} = \sqrt{3} * (0.95 * V_n) * I_1 \quad (3.10)$$

Dividiendo las ecuaciones 3.9 entre 3.10 se tiene que $I_1 = 1.053 I_n$, es decir que la corriente de armadura necesaria para mantener la potencia aparente S_{max} ante una disminución de voltaje del 5% es 5.3% mayor a la corriente nominal, que viene a ser la máxima corriente de armadura por límite térmico. Puesto que el límite térmico del bobinado de armadura (y campo) no puede ser sobrepasado, entonces el ajuste de potencia debe ser disminuido hasta que la corriente vuelva a valores permisibles (al valor nominal de corriente como máximo):

$$S_1 = \sqrt{3} * (0.95 V_n) * I_n = 0.95 * S_{max}$$

Por ello el límite de potencia aparente de la curva de capacidad para una tensión en bornes del 0.95 p.u. es 0.95 p.u. de la potencia aparente máxima a condiciones nominales, pero el límite de corriente se mantiene.

CAPÍTULO IV

DESCRIPCIÓN DE LAS PROTECCIONES APLICADAS AL TURBOGENERADOR DE 200 MVA

4.1. Funciones de protección del turbogenerador

El generador de 200 MVA de este informe posee diversos relés multifunción para poder cumplir con todos los requisitos de protección necesarios de la unidad. Es difícil, por cuestiones de tecnología y espacio físico, que un solo relé pueda cubrir todas las funciones de protección necesarias para vigilar adecuadamente la operación de un generador de grandes dimensiones, por lo que los fabricantes suelen ofrecer tipos de relés con varias funciones de protección para ser complementados por otros especialmente diseñados para otras funciones específicas. Es también común que las funciones de protección más relevantes (o las que son fiscalizadas por los reguladores o el coordinador de la operación del sistema) posean respaldos entre un relé y otro de la misma unidad, ajustados generalmente en valores cercanos para asegurar la selectividad entre ellos y la segura operación de esta protección cuando la falla exista realmente.

Los relés utilizados por el generador de 200 MVA son de la marca SIEMENS, casi todos instalados desde la puesta en servicio de la unidad el año 1997. A continuación en la Tabla N° 4.1 se muestra los modelos de relé instalados para proteger al generador, su versión, y las funciones de protección que en cada uno se encuentran actualmente activas, casi todos estos relés poseen aparte de las mostradas, otras funciones de protección que el fabricante y la empresa generadora propietaria han considerado conveniente no poner aún en servicio para mantenerlas como respaldos en caso de falla física de algún otro relé que estuviera ya cubriendo dichas funciones.

TABLA N° 4.1. Relés de protección instalados en el generador de 200 MVA
y sus funciones de protección activas.

MODELO	VERSIÓN	FUNCIÓN DE PROTECCIÓN	
		ANSI	DESCRIPCIÓN
7UM511	2.3	40	Subexcitación
		32	Potencia Inversa
		51	Sobrecorriente
		27	Mínima Tensión
		59	Sobretensión
		81	Sobrefrecuencia y Subfrecuencia
7UM512	3.1	81	Sobrefrecuencia y subfrecuencia
7UM515	2.0	59/81	Sobreexcitación en función de Tensión y Frecuencia
		81	Sobrefrecuencia y Subfrecuencia
		64	Falla a Tierra
		64	Falla Tierra - Estator 100%
		64R	Falla Tierra – Rotor
7UM516	3.0	21	Impedancia
		32R	Potencia Inversa
		78	Pérdida de Paso
		46	Desbalance de Carga
		64	Falla Tierra – Estator 90%
7UT512	3.02	87	Diferencial de Corriente

4.1.1. Descripción de las funciones de protección del turbogenerador

En este capítulo se explica brevemente el concepto de funcionamiento de las diversas funciones de protección activas en los relés de protección del generador de 200 MVA. Algunas de ellas se extienden debido a su importancia o consideración en partes posteriores del informe. Esta información ha sido tomada mayormente de los propios Manuales de cada relé [5] para conservar la nomenclatura propia del fabricante SIEMENS.

4.1.1.a. Funciones activas en el relé SIEMENS 7UM511

El relé SIEMENS 7UM511 es un relé numérico multifunción con seis funciones de protección activas: Subexcitación (40), Potencia Inversa (32), Sobrecorriente (51), Mínima Tensión (27), Sobretensión (59) y Sobre y Subfrecuencia (81). El detalle de estas se muestra a continuación.

a.) Protección de Subexcitación (Pérdida de Excitación) – ANSI 40

Esta función protege a la máquina síncrona de la excesiva subexcitación y de la posibilidad de una operación asíncrona; éstos eventos podrían conducir a un sobrecalentamiento dañino del generador o a un evento de pérdida de paso, respectivamente. Para ajustarla se construye un lugar geométrico en el plano de admitancias (en éste, la característica de protección o lugar geométrico puede ser asemejada a la característica de estabilidad de la máquina). Evaluando la secuencia positiva del sistema, las condiciones de subexcitación son detectadas con suficiente confiabilidad aún ante un evento de falla asimétrica que ocurriera dentro o fuera de la máquina.

La figura 4.1 muestra el diagrama fasorial de la máquina síncrona en el plano de admitancias (I_{activa}/U ; I_{reactiva}/U); el lugar geométrico del límite de estabilidad (formado por dos segmentos rectos) intersecta al eje de potencia reactiva (I_{reactiva}/U) muy cerca de $-1/X_d$ (valor recíproco de la reactancia síncrona en eje directo). La protección de subexcitación de los relés SIPROTEC de Siemens simula el lugar geométrico del límite de estabilidad de la máquina por medio de dos segmentos rectos como se muestra en la figura 4.1. Los parámetros de los dos segmentos son las distancias desde el origen λ_1 y λ_2 , y su ángulo de inclinación α_1 y α_2 .

Si el lugar geométrico resultante compuesto por los segmentos λ_1 (con ángulo α_1) y λ_2 (con ángulo α_2) es sobrepasado (lado izquierdo en la figura 4.2), el relé envía una alarma; si esta persiste, se envía a continuación la señal de disparo del turbogenerador. El tiempo de retardo antes de la señal de disparo debe ser suficiente como para permitir al AVR incrementar la corriente de excitación y salir de las condiciones críticas de subexcitación.

Un tercer lugar geométrico con parámetros λ_3 y α_3 se adiciona para representar la característica dinámica de estabilidad de la máquina síncrona, mostrándose en la parte izquierda de la figura 4.2. Puesto que la operación síncrona es imposible si esta última característica es alcanzada, su retardo de tiempo es nulo y si es alcanzada producirá la desconexión inmediata de la unidad.

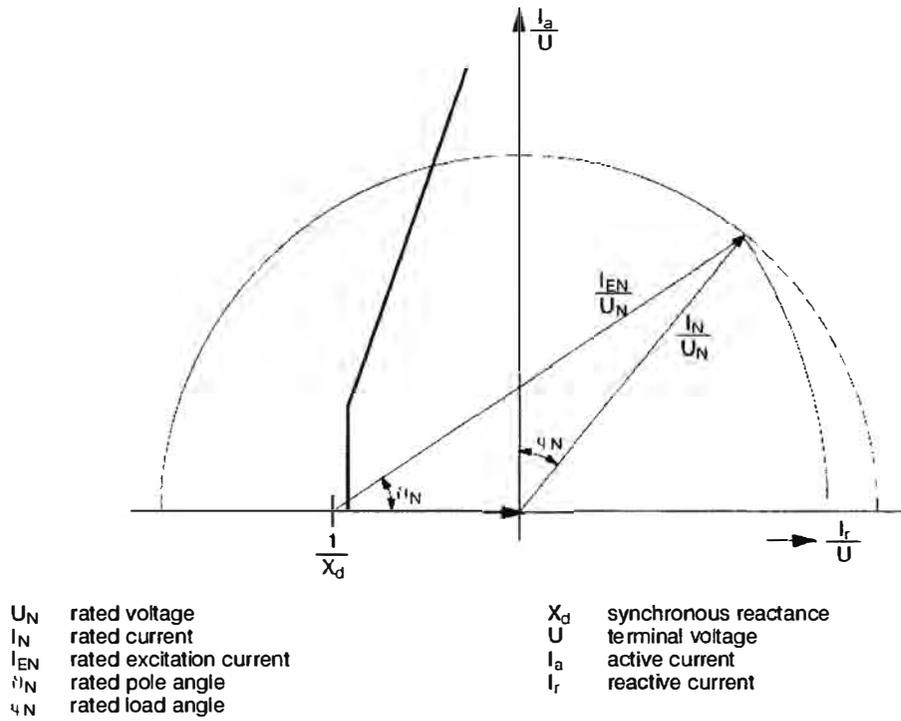


Figura 4.1. Diagrama de admittance en un turbogenerador.

Función de protección de subexcitación – ANSI 40

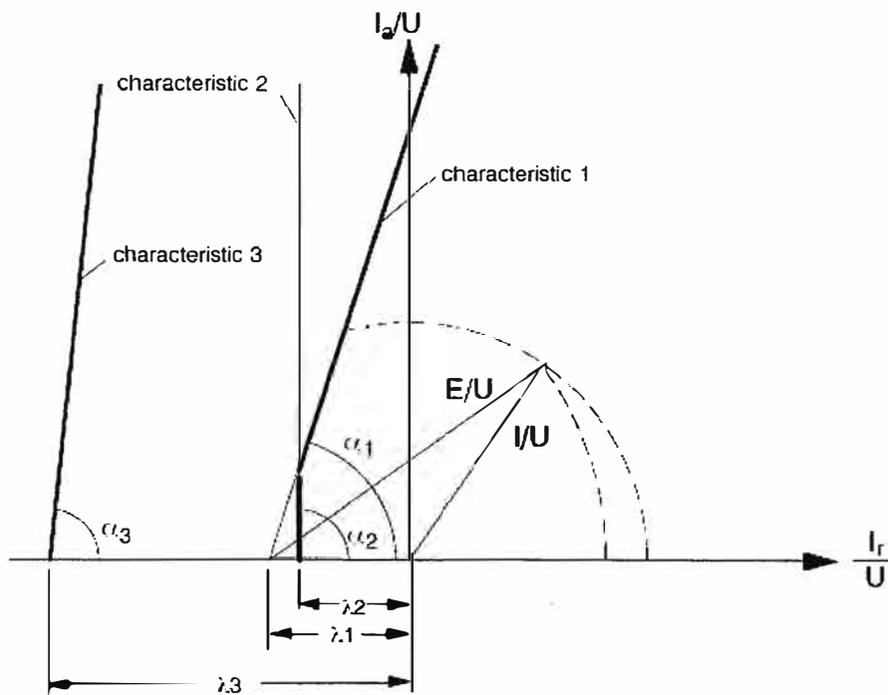


Figura 4.2. Características λ , α de arranque de la protección.

Función de protección de subexcitación – ANSI 40

Ajuste del disparo de la protección por subexcitación – ANSI 40

Como se mostró, los lugares geométricos que representan el límite para la actuación de la protección por subexcitación son segmentos rectos en el diagrama de admitancias. Estos están definidos por un parámetro λ que es la distancia desde el eje de coordenadas, y por su ángulo de inclinación α . Las líneas rectas $\lambda_1 - \alpha_1$ (segmento 1) y $\lambda_2 - \alpha_2$ (segmento 2) forman el límite de subexcitación en estado estable. λ_1 se calcula según la ecuación 4.1 y corresponde al valor recíproco de la reactancia síncrona por unidad.

$$\lambda_1 = \frac{1}{x_d} = \frac{1}{X_d} * \frac{U_N}{\sqrt{3}I_N} \quad (4.1)$$

Donde:

X_d es la reactancia síncrona en el eje directo de la máquina.

x_d es X_d en valores por unidad.

U_N es la tensión nominal de la máquina.

I_N es la corriente nominal de la máquina.

Si el regulador de voltaje de la máquina síncrona incluye un limitador de subexcitación, éste debe ser adecuadamente coordinado con el lugar geométrico formado por los segmentos de esta función de protección en la forma mostrada en la figura 4.4, para que así el limitador tenga oportunidad de operar antes que la protección arranque.

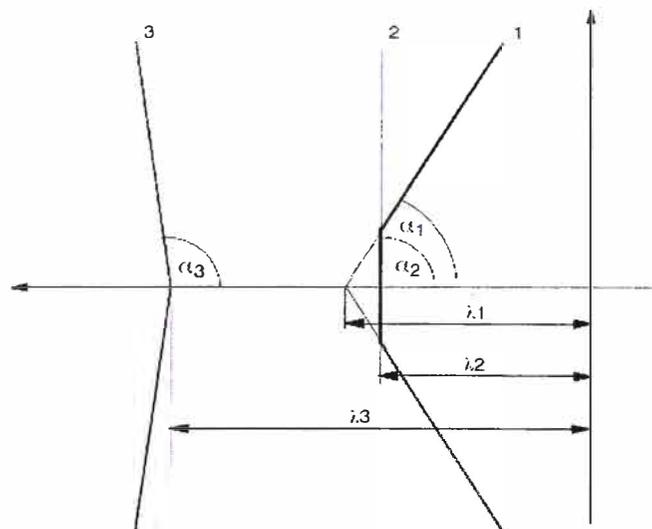


Figura 4.3. Parámetros λ y α para la protección de subexcitación en el plano de admitancias

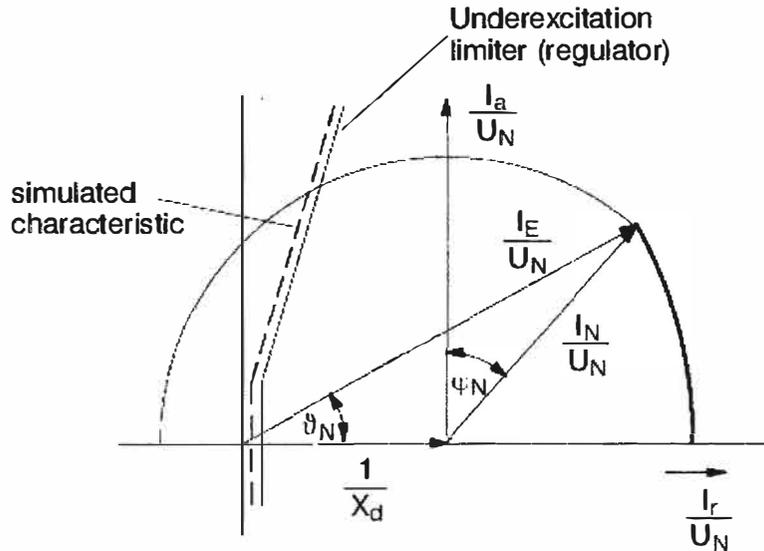


Figura 4.4. Diagrama de admitancias de un turbogenerador.

Para realizar los ajustes de esta función en el relé, los parámetros nominales de la máquina deben estar referidos al secundario de los transformadores de protección, además debe tenerse presente que usualmente la corriente y voltaje nominales de la máquina no son siempre iguales a la información nominal de los transformadores de los instrumentos. El cálculo de los valores referidos al secundario se realiza mediante la ecuación 4. 2.

$$\lambda = \frac{1}{x_{d \text{ sec}}} = \frac{1}{x_{d \text{ MAQ}}} \cdot \frac{U_{N \text{ sec}}}{I_{N \text{ sec}}} \cdot \frac{I_{N \text{ MAQ}}}{U_{N \text{ MAQ}}} \cdot \frac{RT_U}{RT_I} \quad (4.2)$$

Donde:

$X_{d \text{ sec}}$	Reactancia síncrona por unidad reflejada al secundario del trafo de protección.
$X_{d \text{ MAQ}}$	Reactancia síncrona de la máquina por unidad.
$U_{N \text{ sec}}$	Voltaje nominal de la máquina reflejado al secundario del trafo de voltaje (de protección).
$I_{N \text{ sec}}$	Corriente nominal de la máquina reflejada al secundario del trafo de corriente (de protección).
$I_{N \text{ MAQ}}$	Corriente nominal de la máquina.
$U_{N \text{ MAQ}}$	Voltaje nominal de la máquina.
RT_U	Relación de transformación del trafo de voltaje (de protección).
RT_I	Relación de transformación del trafo de corriente (de protección).

Como ejemplo se muestra a continuación un ejemplo de ajuste de la función de protección de subexcitación para un generador con las siguientes características:

Tensión nominal:	U_N	10 500 V	
Corriente nominal:	I_N	1 099 A	
Reactancia síncrona:	X_d	230% = 2.3 p.u.	
Transformadores de corriente:		1200 / 1 A	$RT_I = 1200$
Transformadores de voltaje		$\frac{1000V}{\sqrt{3}} / \frac{100V}{\sqrt{3}}$	$RT_U = 100$

Utilizando la ecuación 4.2, el valor a ajustar en el relé se calcula según:

$$\lambda_1 = \frac{1}{x_{dsec}} = \frac{1}{2.3} \cdot \frac{100V}{1A} \cdot \frac{1099A}{10500V} \cdot \frac{100}{1200} = 0.38$$

$$\lambda_1 = 0.40$$

Este cálculo ha incluido un factor de seguridad de 5% ($0.38 * 1.05 = 0.40$).

Para seleccionar el ángulo α_1 , se utiliza el mismo ángulo que utiliza el limitador de subexcitación del regulador de voltaje (si este utiliza una característica lineal similar al de esta función de protección), o sino se toma un ángulo compatible con el lugar geométrico que define el límite de la zona de subexcitación de la curva de capacidad de la máquina. El ángulo α_1 se encuentra normalmente entre 60° y 80° , y esto puede comprenderse observando la curvatura del segmento denominado "D" en la curva de capacidad mostrada en la figura 3.8, que corresponde al límite por calentamiento de los extremos del núcleo del estator debido a la excesiva subexcitación del generador.

El parámetro λ_2 se ajusta aproximadamente a $0.9 \times \lambda_1$ y su ángulo α_2 a 90° ; el resultado es el segmento límite 2 mostrado en la figura 4.3. En la misma figura se observa que el segmento 2 intersecta al segmento 1 en un punto que representa una pequeña carga activa (esta se mide en el eje I_d/U_N).

Para el parámetro λ_3 del segmento límite 3 se escoge un valor entre la reactancia síncrona X_d y la reactancia transitoria X_d' de la máquina; sin embargo, el valor recomendado por el

fabricante indica que éste debiera ser siempre mayor a 1. Para el ángulo α_3 se escoge un valor entre 90° y 110° para asegurar que solamente una inestabilidad dinámica real lleve al generador hasta ese punto y se produzca el arranque de la protección.

b.) Protección de Potencia Inversa – ANSI 32

La protección de Potencia Inversa se utiliza para proteger al turbogenerador ante una falla que le quite el suministro de energía a la máquina prima. Cuando esto sucede, el generador síncrono empieza a operar como un motor, conduciendo a la turbina con energía tomada desde la red. Esta condición lleva a un sobrecalentamiento de los álabes de la turbina debido a que ésta empieza a rotar a velocidad nominal sin contar con el fluido de trabajo que además le servía como medio de enfriamiento; por ello, esta situación debe ser detectada e interrumpida pronto a través de la apertura del interruptor que conecta al generador con la red.

En los relés SIEMENS, para evitar la posible actuación de esta protección durante el proceso de sincronización con la red o durante oscilaciones de potencia, se ajusta un tiempo de retardo entre la detección de la falla y la orden de disparo de la unidad. Esta función distingue dos casos marcados: si las válvulas de parada de emergencia de combustible o vapor de la máquina prima se encuentran abiertas, o si están cerradas. Para el primer caso el tiempo de retardo es mayor (alrededor de 10 segundos) pues la situación podría ser transitoria y normal debido a un evento en la red; por el contrario, en el segundo caso el tiempo de retardo para que se produzca el disparo es mucho menor (menos de 5 segundos) debido a que esa situación sólo se presentaría si alguna señal de falla crítica ha cerrado las válvulas de parada de emergencia pero no ha conseguido disparar a la unidad, por lo que esta protección funcionará como respaldo para asegurar la desconexión.

c.) Protección de Sobrecorriente – ANSI 51

La protección de Sobrecorriente protege al generador de fallas de cortocircuito en la red o en las instalaciones circundantes. El relé 7UM511 de Siemens utiliza para esta función dos etapas de tiempo definido ajustables independientemente (en límite y tiempo):

- La primera, una etapa de sobrecorriente de tipo tiempo definido generalmente ajustada en el valor nominal de corriente del estator del generador (se usa el símbolo $I >$ representarla); y,
- La segunda, una etapa para sobrecorrientes mucho mayores relacionadas a la aparición de cortocircuitos francos (se usa el símbolo $I \gg$ para estas grandes corrientes), esta tiene ajustado el disparo con un tiempo bastante más corto que $I >$.

La protección de sobrecorriente vigila independientemente la corriente en cada una de las fases, e inicia el disparo de la unidad cuando alguna de éstas supera cualquiera de los dos ajustes de tiempo definido ($I >$ o $I \gg$).

d.) Protección de Mínima Tensión – ANSI 27

Esta función de protección detecta caídas del voltaje excesivas en las máquinas eléctricas que podrían llevarlas a operar en condiciones no permisibles (una gran disminución de tensión generada podría llevar a la unidad a perder estabilidad por excesiva subexcitación).

La protección de mínima tensión en este relé utiliza sólo una etapa de tipo tiempo definido. Cuando la protección arranca, mientras el relé cambia hacia la posición '0' el arranque queda sellado, de modo que aún la pérdida total de tensión en bornes no evitará el disparo de la unidad. Este sellado sólo se cancelará cuando la tensión vuelva a subir por encima del valor de baja tensión que causó su arranque, o activando manualmente el bloqueo de la entrada de la protección de mínima tensión.

e.) Protección de Sobretensión – ANSI 59

Esta función tiene la tarea de proteger la máquina eléctrica de los efectos de incrementos de voltaje no permisibles. Las sobretensiones pueden ser causadas por una incorrecta operación del sistema de excitación, una falla en el regulador automático de voltaje, un rechazo total de carga del generador o durante la operación en isla.

La protección de sobrevoltaje en este relé posee un diseño de dos etapas de tipo tiempo definido y evalúa la componente de secuencia positiva de las tensiones. La aparición de un

elevado sobrevoltaje activa un disparo rápido, mientras que un sobrevoltaje menor inicia un disparo con mayor retardo. Los límites de voltaje y los tiempos de actuación para cada una de las etapas pueden ajustarse independientemente.

f.) Protección de Frecuencia (Sobre y Sub frecuencia) – ANSI 81

Esta función se utiliza para desconectar las máquinas eléctricas de la red ante un evento de sobre o sub frecuencias fuera de sus rangos permisibles.

La causa de una sub frecuencia puede ser la excesiva demanda de carga desde la red o una falla en el sistema regulador de velocidad; es también un caso común cuando el generador opera en modo isla. La protección por sub frecuencia desconectará al generador de la red, permitiéndole recuperar una velocidad adecuada para re-sincronizar, o disparándolo definitivamente. La sobrefrecuencia puede ser causada por ejemplo por un gran rechazo de carga, o del mismo modo que la sub frecuencia por una falla en el sistema de regulación de velocidad.

La protección de sobre o sub frecuencia es muy importante en los turbogeneradores pues debido a sus elevadas velocidades de rotación (3000-3600 RPM), éstos son muy sensibles a los cambios en las fuerzas centrífugas a las que son sometidos sus componentes giratorios. El caso más común de daño por operación en sub frecuencia de un turbogenerador se presenta en las turbinas de gas, las que al operar en frecuencias por debajo del 97% de la nominal, inician un proceso llamado “overfiring”, que es el incremento de combustible para tratar de equilibrar la pérdida de potencia generada por la disminución del flujo de aire utilizado en su combustión (esto debido a la reducción de su velocidad de rotación, que disminuye el volumen de aire comprimido producido por su compresor instalado en el mismo eje). La operación en sobrefrecuencia, por otro lado, origina el incremento del stress mecánico en las partes mecánicas rotativas por el aumento de las fuerzas centrífugas a que son sometidos (esta es proporcional al cuadrado del aumento de la velocidad). La figura 4.5 muestra cómo se incrementa el stress mecánico en los componentes rotativos de la turbina en un turbogenerador cuando son sometidos tanto a operaciones en sub o sobrefrecuencia. Este relé permite ajustar la protección de sobre (sub)

frecuencia en dos etapas de tipo tiempo definido, generalmente la del ajuste más elevado (bajo) con un tiempo de ajuste de disparo más rápido que la otra.

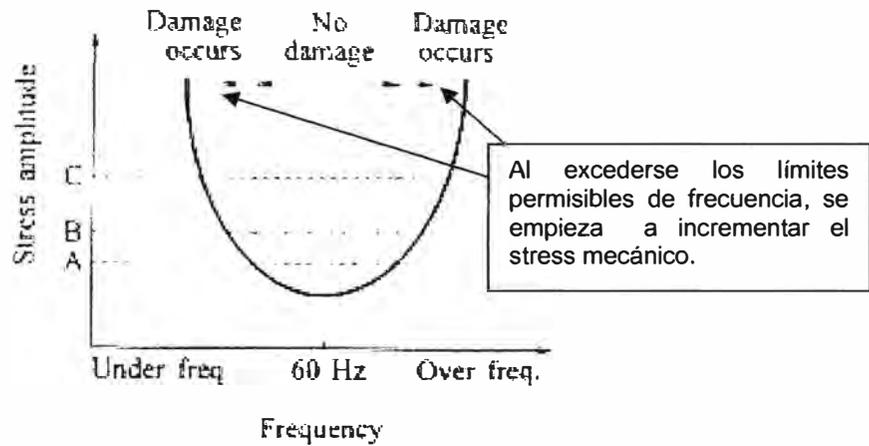


Figura 4.5. Curva de variación de la amplitud del stress mecánico sobre los componentes rotativos de turbinas en turbogeneradores por la operación en sub o sobrefrecuencia

4.1.1.b. Funciones activas en el relé SIEMENS 7UM512

El relé SIEMENS 7UM512 se utiliza exclusivamente para la protección de sobre y sub frecuencia del generador de 200 MVA. Este fue instalado para servir como respaldo a las protecciones de frecuencia existentes en los relés 7UM511 y 7UM515, debido a la importancia de una correcta operación de esta función en el Esquema de Rechazo Automático de Carga/Generación implementado por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado (COES-SINAC), organismo encargado de coordinar la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

a.) Protección de Frecuencia (Sobre y Sub frecuencia) – ANSI 81

El detalle de operación de esta función de protección es el mismo que se muestra en el inciso f.) de la sección 4.1.1.a, referido a las funciones de protección del relé 7UM511.

4.1.1.c. Funciones activas en el relé SIEMENS 7UM515

El relé SIEMENS 7UM515 es un relé numérico multifunción con cinco funciones de protección activas: Sobreexcitación en función de Tensión y Frecuencia U/f (59/81), Sobre y Sub frecuencia (81), Falla a Tierra (64), Falla Tierra - Estator 100% (64) y Falla Tierra - Rotor (64R). El detalle de estas se explica a continuación.

a.) Protección de Sobreexcitación basado en Tensión y Frecuencia U/f – ANSI 59/81

Esta protección se usa para detectar condiciones de sobreflujo magnético fuera de lo permisible que podrían hacer peligrar la integridad del generador o su transformador de potencia asociado; estas condiciones se podrían alcanzar por un incremento excesivo en el voltaje generado y/o una reducción importante de la frecuencia de red. Para supervisar el sobreflujo magnético el relé utiliza el principio de la Ley de Inducción Magnética de Faraday, y a través del cálculo del cociente entre el voltaje generado y la frecuencia (U/f), supervisa la inducción B. Esta Ley indica que la tensión inducida en la armadura a causa de un campo magnético giratorio es proporcional al producto de la velocidad de rotación del rotor, el flujo magnético que atraviesa el hierro y la geometría de éste; matemáticamente se expresa como: $e = 4.44 * f * N * B * A$, de donde se nota que la inducción B es proporcional a U/f.

El incremento de la inducción magnética por encima de los valores permitidos lleva rápidamente a la saturación del núcleo y esto a grandes pérdidas por corriente Eddy, las cuales generan un sobrecalentamiento del hierro. Los elementos que peligran en mayor grado debido a este fenómeno son los transformadores conectados directamente al generador.

La protección de sobreflujo en este relé se realiza por medio de dos curvas: una de tiempo definido y una réplica térmica de tipo tiempo inverso que calcula el incremento de temperatura en el hierro causada por el sobreflujo magnético de acuerdo a un modelo térmico de cuerpo simple. Si la razón voltaje / frecuencia (U/f) continuamente admisible es excedida, el relé envía una señal de alarma, y si se excede el tiempo ajustado, el generador es desconectado de la red. Este comportamiento se aplica tanto para la curva térmica como

para la curva de tiempo definido superpuesta a esta última. La figura 4.6 muestra la forma general de las curvas utilizadas por esta función de protección.

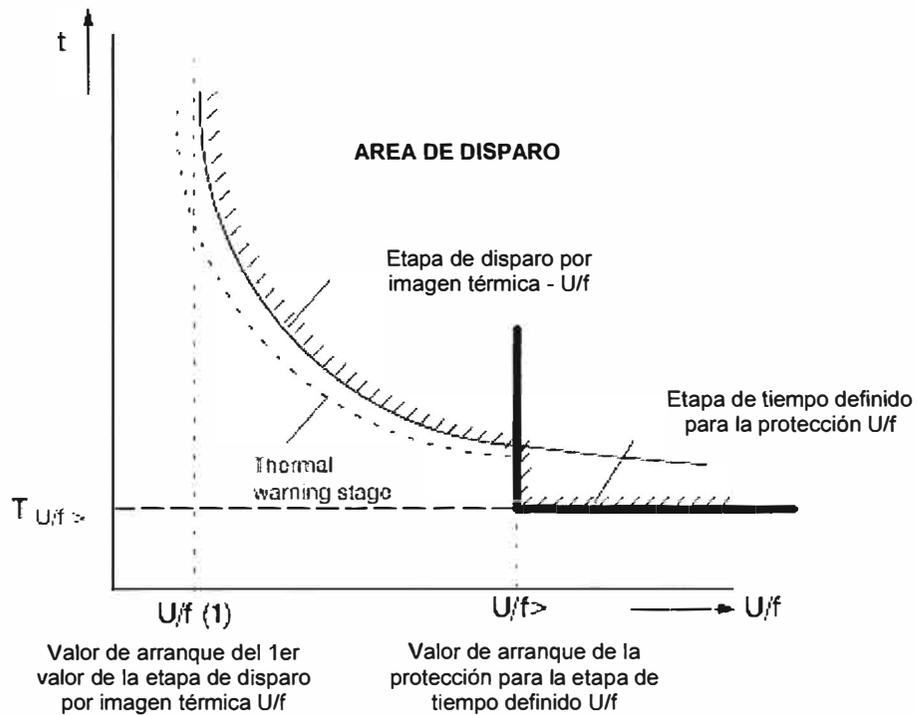


Figura 4.6. Curvas de la función de protección de sobreexcitación basada en Voltaje y Frecuencia U/f – ANSI 59/81.

b.) Protección de Frecuencia (Sobre y Sub frecuencia) – ANSI 81

El detalle de operación de esta función de protección es el mismo que se muestra en el inciso f.) de la sección 4.1.1.a, referido a las funciones de protección del relé 7UM511.

c.) Protección de Falla a Tierra 90% – ANSI 64

Esta función protege al generador de una falla a tierra ocurrida tanto en la zona de barras, interruptor como en el propio estator (con una protección que alcanza del 85 al 90% de su bobinado). El relé arranca el conteo del tiempo de retardo para el disparo de la unidad cuando detecta una falla a tierra dentro de su zona protegida.

d.) Protección de Falla Tierra - Estator 100% – ANSI 64

Esta función de protección detecta fallas a tierra en cualquier punto del bobinado del estator del generador trifásico. En el relé 7UM515 esta función cuenta con una fuente independiente de 20 Hz que se utiliza para mantener energizado un circuito auxiliar conectado al neutro del generador, que a través de transformadores de tensión y corriente detectará la presencia de corrientes en el neutro cuando una falla a tierra en el bobinado se haya producido. La figura 4.7 muestra el esquema de la conexión utilizado por el relé.

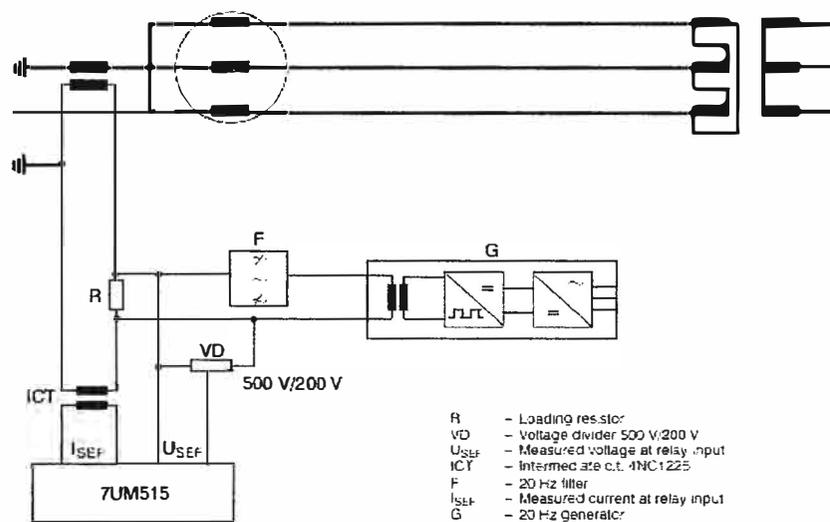


Figura 4.7. Esquema de conexión para la protección Tierra-Estator ANSI 64.

e.) Protección de Falla Tierra – Rotor – ANSI 64R

La protección de falla Tierra - Rotor protege al generador de fallas a tierra de alto o bajo ohmiaje en el circuito de excitación. Aunque una falla tierra del circuito de excitación no produce un daño inmediato a la máquina, la aparición de dos puntos de falla sí representa un cortocircuito de parte del devanado en el circuito de excitación; esto puede causar desbalances magnéticos que resulten en esfuerzos mecánicos extremos que podrían causar daños importantes a la máquina.

El relé SIEMENS 7UM515 utiliza dos resistencias (una de alto y otra de bajo ohmiaje) y una fuente de 50 V d.c. que cambia su polaridad de 1 a 8 veces por segundo, supervisando

que la corriente resultante a través de las resistencia se mantenga invariable; de otro modo, iniciará el disparo de la unidad luego de superado el tiempo de retardo ajustado.

4.1.1.d. Funciones activas en el relé SIEMENS 7UM516

El relé SIEMENS 7UM516 tiene cinco funciones de protección activas: Impedancia (21), Potencia Inversa (32R), Pérdida de Paso (78), Desbalance de Carga (46) y Falla Tierra - Estator 90% (64). El detalle de estas se expresa a continuación.

a.) Protección de Impedancia – ANSI 21

La protección por Impedancia se utiliza como un backup de disparo rápido de la protección de sobrecorriente por cortocircuito en la máquina síncrona, en las barras del generador o en el secundario del transformador elevador del generador. También funciona como un backup rápido a los relés diferenciales tanto del generador como de su transformador.

b.) Protección de Potencia Inversa – ANSI 32R

El detalle de operación de esta función de protección es el mismo que se muestra en el inciso b.) de la sección 4.1.1.a, referida a las funciones de protección del relé 7UM511.

c.) Protección de Pérdida de Paso – ANSI 78

En los grandes sistemas eléctricos los cortocircuitos que no son despejados suficientemente rápido o la desconexión de enlaces que resulten en un incremento de la reactancia de acople pueden ocasionar la aparición de oscilaciones de potencia activa, las que pueden poner en peligro la estabilidad del sistema de transmisión. Los problemas de estabilidad pueden causar la sobrecarga de la máquina síncrona y por ello deben ser evitados.

La protección de Pérdida de Paso detecta estas oscilaciones de potencia mediante el cálculo de la impedancia; esta se calcula con las componentes de secuencia positiva de voltajes y corrientes. La decisión de disparo de la máquina depende de la tasa de cambio del vector impedancia y la ubicación del centro eléctrico de la oscilación de potencia.

d.) Protección de Desbalance de Carga – ANSI 46

La protección de desbalance de carga se utiliza para detectar una repartición no balanceada de carga entre las tres fases de la máquina síncrona. La asimetría en la carga del generador ocasiona la aparición de campos magnéticos rotantes inversos (componentes de secuencia negativa) que actúan con doble frecuencia sobre el rotor; las corrientes Eddy se inducen sobre la superficie del rotor, originando el calentamiento en los extremos del rotor y en las ranuras de sus barras.

En el relé SIEMENS 7UM516, las componentes fundamentales de las corrientes de fase se filtran y se separan en componente simétricas; de las componentes negativas sólo la corriente inversa I_2 (fase S) se evalúa para fines de cálculo. La protección de desbalance de carga utiliza una “replica térmica” (utilizando la componente negativa I_2) para simular el calentamiento del rotor; ésta se representa con una curva de tipo inverso, mostrada en la figura 4.8; además se utiliza también una curva de tiempo definido que se superpone al mismo plano de la primera curva. Si el valor de la corriente I_2 supera al valor continuamente permisible de corriente de secuencia negativa (esta sobrecorriente se simboliza $I_{2>}$), el relé envía una alarma; si esta condición se mantiene y el tiempo ajustado se sobrepasa, se produce la desconexión del generador.

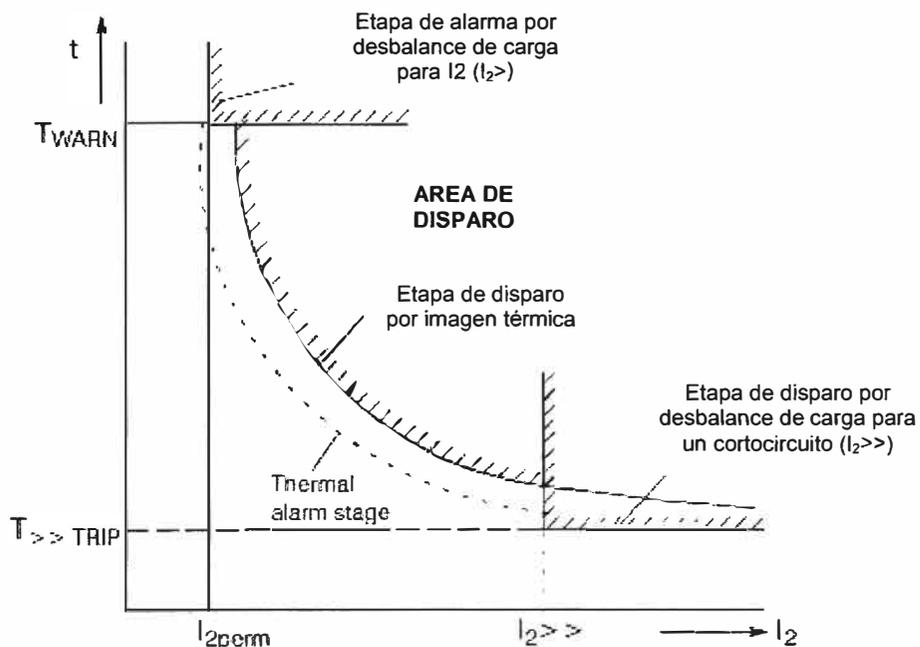


Figura 4.8. Características de disparo de la protección de Desbalance de Carga – ANSI 46.

Si una gran componente de corriente negativa I_2 apareciera (simbolizada por $I_2 \gg$), se presume la presencia de un cortocircuito entre dos fases, por lo que el generador debe ser desconectado rápidamente; en este caso la característica de tiempo definido será la que detecte la falla y en un tiempo corto originará una señal de desconexión del generador.

e.) Protección de Falla Tierra-Estator 90% – ANSI 64

El detalle de operación de esta función de protección es el mismo que se muestra en el inciso d.) de la sección 4.1.1.c, referido a las funciones de protección del relé 7UM515.

4.1.1.e. Funciones activas en el relé SIEMENS 7UT512

El relé SIEMENS 7UT512 es un relé diferencial aplicable a generadores, motores y transformadores, por tanto sólo la función de protección Diferencial del generador se encuentra activa en éste.

a.) Protección Diferencial de Corriente en el Generador – ANSI 87

La protección diferencial de corriente protege al generador de cortocircuitos internos, por medio de la comparación de las corrientes que lo atraviesan, las que, por principio, son las mismas al ingresar que al salir.

El relé SIEMENS 7UT512 instalado en el generador de 200 MVA utiliza la filosofía de protección diferencial longitudinal, cuyo conexionado y consideraciones se muestran en las figuras 4.9. y 4.10.

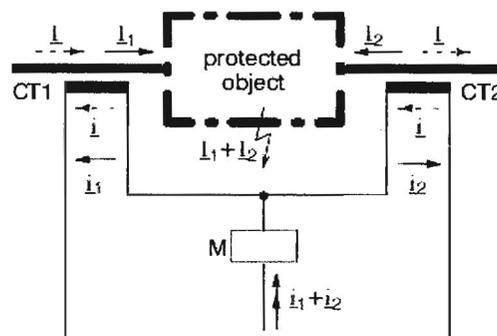


Figura 4.9. Principio básico de la protección Diferencial – ANSI 87.

4.1.2. Ajustes de las funciones de protección relacionadas al generador eléctrico

Los relés SIEMENS instalados para proteger al generador de 200 MVA del informe utilizan una nomenclatura particular para sus parámetros de ajuste y códigos de función internos para identificar a cada uno de éstos. Los relés utilizan el idioma inglés, de modo que los datos presentados en esta sección del informe mantendrán la nomenclatura original a fin de evitar traducciones confusas; los textos mostrados en las tablas de esta sección son exactamente los que se observan en los relés.

Para cada relé instalado se muestra una tabla conteniendo todos los parámetros de las funciones de protección que se encuentran activas, indicando el ajuste de cada uno de éstos. Para facilitar la comprensión se explica la manera de interpretar los datos mostrados en las tablas, con énfasis en aquellas funciones que se utilizarán más adelante para análisis relacionados con el objetivo de este informe.

- Forma de interpretar los parámetros presentados en las Tablas de esta sección

Como ejemplo se explica la manera de interpretar la información correspondiente a la función de protección de Subexcitación (Underexcitation) instalada en el relé 7UM511, que se mostrará en la Tabla N° 4.2. Los parámetros correspondientes a esta función de protección y que se mencionan en esta tabla ya fueron explicados en la sección 4.1.1.a, inciso a). La figura 4.11 muestra los parámetros.

RELE	PROTECCION	COD FUNCION	SETEO
			Ene-06
7UM511 F11 V2.3	UNDER EXCITATION		
	under excitation	1401	On
	time long	1404	2.0 s
	time short	1405	1.0 s
	time short CH3	1406	0.4 s
	reset time	1407	2.0 s
	UNDER EXCITATION CHARACT		
	Conductance intersect lambda 1	1501	0.4 pu
	angle of inclination alpha 1	1502	80 degr.
	Conductance intersect lambda 2	1503	0.36 pu
	angle of inclination alpha 2	1504	90 degr.
	Conductance intersect lambda 3	1505	1.00 pu
	angle of inclination alpha 3	1506	110 degr.

Figura 4.11 Parámetros de la protección de subexcitación del relé 7UM511.

De la Tabla N° 4.11, la función *1401* indica que la función de protección por subexcitación (underexcitation) se encuentra activa (“On”) en este relé.

Las funciones desde *1404* hasta *1406* indican tiempos de actuación de la protección. La función *1404* corresponde al retardo “largo” (time long), que corresponde al tiempo de espera antes de enviar una orden de disparo al generador por haberse sobrepasado el límite impuesto por los segmentos 1 o 2 del lugar geométrico de subexcitación. La función *1405* corresponde al retardo “corto” (time short), o tiempo de espera antes de enviar una orden de disparo cuando se sobrepasa el límite impuesto por los segmentos 1 o 2 del lugar geométrico y además se presenta una falla del sistema de excitación (según el manual del relé 7UM511). La función *1406* corresponde al tiempo de espera antes de enviar una orden de disparo cuando se sobrepasa el límite impuesto por el segmento 3 (de pérdida total de estabilidad).

La función *1407* es la orden de “reset”, es decir el tiempo necesario para que el contacto que ordena el disparo del generador vuelva a su posición original luego de haberse producido el disparo por protección.

Las funciones desde *1501* hasta *1506* corresponden a las longitudes λ y ángulos α utilizados para formar el lugar geométrico de la protección de subexcitación, y que fueron definidos en la sección 4.1.1.a. Por ejemplo los parámetros λ_1 y α_1 del segmento 1 vienen dados por las funciones *1501* y *1502*: $\lambda_1 = 0.4$ p.u. y $\alpha_1 = 80^\circ$.

4.1.2.a. Ajuste de las funciones de protección del relé SIEMENS 7UM511

Como se detalló en la sección 4.1.1.a, el relé SIEMENS 7UM511 posee seis funciones de protección activas: Subexcitación (40), Mínima Tensión (27), Sobretensión (59), Sobre y Sub frecuencia (81), Potencia Inversa (32) y Sobrecorriente (51). El ajuste de estas, tal como se aprecia en el relé, se muestra en la Tabla N° 4.2.

TABLA N° 4.2. Ajustes de las funciones de protección del relé 7UM511

RELE	PROTECCION	COD FUNCIÓN	SETEO
			Ene-06
7UM511 F11 V2.3	UNDER EXCITATION		
	under excitation	1401	On
	time long	1404	2.0 s
	time short	1405	1.0 s
	time short Ch3	1406	0.4 s
	reset time	1407	2.0 s
	UNDER EXCITATION CHARACTERISTICS		
	Conductance intersect lambda 1	1501	0.4 pu
	angle of inclination alpha 1	1502	80 degr.
	Conductance intersect lambda 2	1503	0.36 pu
	angle of inclination alpha 2	1504	90 degr.
	Conductance intersect lambda 3	1505	1.00 pu
	angle of inclination alpha 3	1506	110 degr.
	OVER / UNDER VOLTAGE		
	over/undervoltage U><	1701	On
	overvoltage U>	1702	110 v
	overvoltage U>>	1703	130 v
	Undervoltage U<	1704	75 v
	time delay U>	1705	2.50 s
	time delay U>>	1706	0.50 s
	time delay U<	1707	1.50 s
	reset time	1708	1.00 s
	OVER / UNDER FRECUENCY		
	over/underfrequency f><	1901	On
	underfrequency f_1<	1902	57.6 Hz
	repeated measurement f_1	1903	34
	underfrequency f2<	1904	57.0 Hz
	repeated measurement f_2	1905	25
	overfrequency f>	1906	62.4 Hz
	repeated measurement f_1	1907	40
	Undervoltage blocking U<	1908	65 V
	REVERSE POWER PROTECTION		
	reverse power protection	2301	on
	reverse power greater than pr	2302	-5.00%
	time delay with stop valve opened	2303	6.0 s
	time delay with stop valve closed	2304	6.0 s
	reset time	2305	3.0 s
	DEFINITE TIME LIMIT (DTL) OVERCURRENT		
	DTL I>	2501	On
	I>	2502	1.00I/n
	time delay I>	2503	2.3 s
	reset time	2504	0.05 s
	DTL I>>	2601	On
	I>>	2602	1.13I/n
	time delay I>>	2603	0.2 s
	reset time	2604	0.05 s

4.1.2.b. Ajuste de las funciones de protección del relé SIEMENS 7UM512

Como se detalló en la sección 4.1.1.b, el relé SIEMENS 7UM512 está dedicado exclusivamente a la protección de Sobre y Sub frecuencia (81). El ajuste de esta función, tal como se aprecia en el relé, se muestra en la Tabla N° 4.3.

TABLA N° 4.3. Ajustes de las funciones de protección del relé 7UM512

RELE	PROTECCION	COD FUNCION	SETEO
			Ene-06
7UM512 F22 V3.1	OVER / UNDER FREQUENCY PROTECTION		
	state of the frequency protection	2001	on
	pick up value for stage f1	2002	61.8 Hz
	time delay for trip f1 stage	2003	17.0 s
	pick up value for stage f2	2004	62.4 Hz
	time delay for trip f2 stage	2005	0.00 s
	reset delay after trip	2006	0.50 s
	minimum operating voltage for frequency prot.	2010	65 V

4.1.2.c. Ajuste de las funciones de protección del relé SIEMENS 7UM515

Como se detalló en la sección 4.1.1.c, el relé SIEMENS 7UM515 posee cinco funciones de protección activas: Sobreexcitación en función de Tensión y Frecuencia U/f (59/81), Sobre y Sub frecuencia (81), Falla Tierra-Estator 90% (64), Falla Tierra-Estator 100% (64) y Falla Tierra-Rotor (64R). El ajuste de estas, se muestra en la Tabla N° 4.4.

TABLA N° 4.4. Ajustes de las funciones de protección del relé 7UM515

RELE	PROTECCION	COD FUNCION	SETEO
			Ene-06
7UM515 F12 V2.0	OVER/UNDERFREQUENCY f<>		
	over/underfrequency f<>	1901	on
	underfrequency f_1<	1902	59.40 Hz
	measurement repeat f_1	1903	34
	underfrequency f_2<	1904	57.00 Hz
	measurement repeat f_2	1905	25
	overfrequency f>	1906	62.40 Hz
	measurement repeat f>	1907	40
	undervoltage block u<	1908	65 V

TABLA N° 4.4. Ajustes de las funciones de protección del relé 7UM515 (continuación)

RELE	PROTECCION	COD	SETEO
		FUNCION	Ene-06
7UM515 F12 V2.0	OVER EXCITATION U/f FUNCTION		
	over excitation protection	1401	on
	pick up value of definitive time stage u/f>	1402	1.05
	delay time for definitive time stage u/f>	1403	60.00 s
	reset delay after trip signal has been initiated	1404	1.00 s
	warning temp in percent of trip temp	1405	85%
	OVER EXCITATION U/f CHARACTERISTIC		
	U/f_1	1502	1.1
	T_1	1503	not available
	U/f_2	1504	1.13
	T_2	1505	98.0 s
	U/f_3	1506	1.15
	T_3	1507	40.0 s
	U/f_4	1508	1.2
	T_4	1509	12.0 s
	U/f_5	1510	1.31
	T_5	1511	3.0 s
	U/f_6	1512	1.38
	T_6	1513	2.0 s
	EARTH FAULT		
	earth fault protection	2001	on
	U0>	2002	40.0 v
	time u0>	2003	4.00 s
	reset time	2004	1.00 s
	100% STATOR EARTH FAULT		
	100 % stator earth fault protection	2201	on
	stator insulation warning stage R<	2202	188 ohm
	time R	2203	10.00 s
	stator earth fault trip stage R<<	2204	47 ohm
	time R<<	2205	1.00 s
	20 Hz undervoltage block U20	2207	1.0 v
	stator earth fault current I>>	2208	0.80 a
	ROTOR EARTH FAULT		
	rotor earth fault protection	2301	on
	rotor insulation warning stage Re<	2303	80 kohm
	time warning stage Re	2304	10.00 s
rotor earth fault trip Re<<	2305	5.0 kohm	
time trip Re<<	2306	1.00 s	
reset time	2307	1.00 s	

4.1.2.d. Ajuste de las funciones de protección del relé SIEMENS 7UM516

Como se detalló en la sección 4.1.1.d, el relé SIEMENS 7UM515 posee cinco funciones de protección activas: Impedancia (21), Falla Tierra-Estator 90% (64), Pérdida de Paso (78),

Potencia Inversa (32R) y Desbalance de Carga (46). El ajuste de estas, tal como se aprecia en el relé, se muestra en la Tabla N° 4.5.

TABLA N° 4.5. Ajustes de las funciones de protección del relé 7UM516

RELE	PROTECCION	COD FUNCION	SETEO
			Oct-05
7UM516 F21 V3.0	IMPEDANCE PROTECTION: GENERAL SETTING		
	State of impedance protection	1301	on
	zone 1 resistance	1302	7.5 ohm
	zone 1 reactance	1303	7.5 ohm
	zone 1 time delay	1304	0.50 s
	zone 1B ; resistance	1305	10.00 ohm
	zone 1B ; reactance	1306	10.00 ohm
	zone 1B ; time delay	1307	0.5 s
	final time delay t2	1308	5.00 s
	reset delay after trip	1309	1.00 s
	IMPEDANCE PROTECTION : FAULT DETECTION		
	overcurrent detection threshold value I>	1401	1.00 I / In
	undervoltage seal-in ON/OFF	1402	on
	undervoltage value for seal-in	1403	75 v
	duration of undervoltage seal-in	1404	10.00 s
	STATOR EARTH FAULT PROTECTION		
	state of the stator earth fault protection	1901	on
	pick-up value of displacement voltage U0>	1902	10.0 v
	time delay for trip	1903	0.30 s
	reset delay after trip	1904	1.00 s
	OUT-OF STEP PROTECTION		
	state of the out-of step protection	2001	on
	pick up current (pos seq.) for O/S detc. I1>	2002	1.00 I /In
	max. Neg. Seg. Current for O/S detc. I2>	2003	0.2 I /In
	resistance of the polygon	2004	7.50 ohm
	reactance of the polygon (reverse direction)	2005	18.00 ohm
	reactance of the polygon (forward dir. Char. 1)	2006	8.00 ohm
	reactance char.1 -reactance char.2 (forw dir)	2007	12.00 ohm
	angle of inclination of the polygon	2008	90.0 °
	holding time of fault detection	2011	32.00 s
	minimum time for signal	2012	0.05 s
	reset delay after trip	2013	0.10 s
	REVERSE POWER PROTECTION		
state of the reverse power protection	2301	on	
pick-up value of reverser power	2302	-5.00%	
time delay for trip with stop valve open	2303	6.00 s	
time delay for trip with stop valve closed	2304	6.00 s	
reset delay after trip	2305	3.00 s	

TABLA N° 4.5. Ajustes de las funciones de protección del relé 7UM516 (continuación)

RELE	PROTECCION	COD FUNCION	SETEO
			Oct-05
7UM516 F21 V3.0	UNBALANCE LOAD PROTECTION		
	state of the unbalance load protection	2401	on
	continuously permissible neg. sequence current	2402	8%
	time delay for warning stage	2403	20.00 s
	thermal time constant	2404	2500 s
	thermal warning stage in % of trip temperature	2405	70%
	pick-up value for high current stage	2406	39%
	trip time delay for high current stage	2407	3.00 s
reset delay after trip	2408	0.10 s	

4.1.2.e. Ajuste de las funciones de protección del relé SIEMENS 7UT512

Como se detalló en la sección 4.1.1.5, el relé SIEMENS 7UT512 es un relé dedicado a la protección diferencial de generadores y motores, por lo que sólo esta función de protección se encuentra activa en él. El ajuste de ésta tal como se aprecia en el relé se muestra en la Tabla N° 4.6.

TABLA N° 4.6. Ajustes de las funciones de protección del relé 7UT512.

RELE	PROTECCION	COD FUNCION	SETEO
			Mar-05
7UT512 F16 V3.02	GENERATOR DIFFERENTIAL PROTECTION		
	state of differential protection	1701	on
	pick-up value of differential current	1703	0.20 I / I gen
	slope 1 of tripping characteristic	1706	0.12
	base point 2 for slope 2 of tripping current	1707	2.5 I / I gen
	slope 2 of tripping characteristic	1708	0.5
	max. Blocking time at ct saturation	1717	8*1P
	min. Restr. Current for blocking at ct satur	1718	7.00 I / I gen
	trip time delay of differential protection	1725	0.00 s
reset delay after trip has been initiated	1727	0.10 s	

4.2. Resumen del capítulo

El generador de 200 MVA que se estudia en el presente informe está protegido con cinco (5) relés de protección eléctrica marca SIEMENS, de los modelos 7UM511, 7UM512, 7UM515, 7UM516 y 7UT512. Estos relés son del tipo numérico digital, cada uno posee

diversas funciones de protección, pero no todas se encuentran activas pues la empresa propietaria y el fabricante han decidido utilizar sólo algunas de ellas en cada uno para mantener el resto como reservas para uso futuro. Algunas funciones de protección comunes sí están activas entre algunos de los relés como un respaldo necesario debido a su importancia crítica para la protección del generador, o a requerimientos fiscalizados de los organismos reguladores y coordinadores de la operación del sistema eléctrico; de este último caso tenemos el caso de la protección por Sobre y Sub frecuencia (ANSI 81), que se encuentra activa en los relés 7UM511, 7UM512 y 7UM515; además, por su importancia, también encontramos respaldos en otras dos funciones de protección: la de Potencia Inversa (ANSI 32) que se encuentra activa en los relés 7UM511 y 7UM516, y la protección por falla Tierra-Estator (ANSI 64) que se encuentra activa en los relés 7UM515 y 7UM516.

En la sección 4.1.1 se ha presentado una breve reseña de la filosofía de operación que SIEMENS aplica a las funciones de protección activas en los relés de este generador, mostrándose con más detalle aquellas funciones que se utilizarán más adelante para los objetivos de este informe. Puesto que la explicación de todas las consideraciones, términos y parámetros necesarios para el ajuste de cada una de estas funciones de protección requeriría un desarrollo detallado que escapa al objetivo de este trabajo, en la sección 4.1.2 sólo se ha presentado la información de los parámetros de cada función y sus ajustes, tal y como se muestran en la interfase de comunicación con los relés, dejando los comentarios en detalle de aquellas que interesan a este informe para el siguiente capítulo, dedicado a observar la influencia de los ajustes de las funciones de protección sobre la curva de capacidad del generador.

CAPÍTULO V

INCLUSIÓN DE LOS AJUSTES DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DEL GENERADOR Y EQUIPOS AUXILIARES EN LA CURVA DE CAPABILIDAD

En este capítulo se analiza las funciones de protección que se encuentran activas en los relés de protección del turbogenerador de 200 MVA y de sus sistemas auxiliares inherentes, que originan la necesidad de restricción de su curva de capacidad; es decir, aquellas que por un motivo u otro impidan que el generador pueda operar hasta los límites de la curva entregada por el fabricante. Los ajustes de estas protecciones serán traducidos en lugares geométricos trazables en la curva de capacidad, para finalizar el capítulo mostrando la curva de capacidad restringida, que mostrará la zona real donde se pueda operar con seguridad el generador, sin el riesgo de activar alguna de las protecciones y comprometer su normal funcionamiento.

5.1. Selección de las funciones de protección que afectan a la curva de capacidad

La curva de capacidad define los límites teóricos de generación de potencia activa y reactiva de un generador, basándose principalmente en los parámetros físicos de éste, y en las consideraciones de estabilidad permanente respecto al sistema eléctrico (para el caso de la zona de subexcitación de la curva). Como se mostró en el capítulo 3, esta curva se origina en el diagrama fasorial del generador síncrono, la que tiene como parámetros principales:

- a. La tensión en bornes del generador;
- b. La corriente máxima en el estator;
- c. La corriente máxima de excitación, y,
- d. La corriente mínima de excitación.

Se explicó también que dicho diagrama fasorial se transforma de unidades de corriente a unidades de potencia activa y reactiva a través de su multiplicación por la cantidad V_t/X_d (siempre en valores por unidad); así el nuevo diagrama fasorial, ya en unidades de potencia por unidad, tiene como parámetros principales:

- a. La máxima potencia de salida en bornes del estator;
- b. La máxima potencia reactiva posible de entregar en la zona de sobreexcitación; y,
- c. La máxima potencia reactiva posible de absorber en la zona de subexcitación.

Con estas últimas consideraciones, es claro que las protecciones del generador que pueden limitar los puntos máximos de la curva de capacidad son:

1. Protección de sobreexcitación;
2. Protección de subexcitación;
3. Protección de sobrecorriente en el estator y rotor (excitación).

Debe tenerse presente que la escala de la curva de capacidad depende directamente del voltaje en bornes del generador, por lo que se incluye en el análisis:

4. Protección por Máxima y Mínima Tensión.

Además, puesto que el generador debe mantener en todo momento activos sus sistemas auxiliares (SS.AA.) inherentes (el sistema de excitación, las bombas de aceite, los sistemas de refrigeración, entre varios otros), otro limitante para la curva de capacidad será la protección por nivel de tensión en sus barras de SS.AA., por lo tanto se incluye:

5. Protección por Máxima y Mínima Tensión de los Servicios Auxiliares.

La generación de potencia activa del generador también cuenta con restricciones, las cuales están asociadas a la capacidad de producción de la máquina prima (turbina), por lo cual sus límites también se incluyen en este análisis.

El resumen de las funciones de protección que pueden afectar directamente a la curva de capacidad y se escogen para este análisis se muestra en la Tabla N° 5.1.

TABLA N° 5.1. Selección de las funciones de protección que afectan a la curva de capacidad

EQUIPO PROTEGIDO	RELÉ	FUNCIÓN DE PROTECCIÓN
GENERADOR 200 MVA	7UM511	SUBEXCITACIÓN (UNDEREXCITATION)
		SOBREVOLTAJE / MÍNIMA TENSIÓN (OVER/UNDER VOLTAGE)
		SOBRECORRIENTE (OVERCURRENT)
	7UM515	SOBREEXCITACIÓN U/f (OVEREXCITATION U/f)
AVR	-	LÍMITES DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN Y OTROS
BARRAS SS.AA.	-	SOBREVOLTAJE / MÍNIMA TENSIÓN
TURBINA - GENERADOR	-	LÍMITES OPERATIVOS DE LA TURBINA

El regulador automático de voltaje (AVR) no posee una función de protección como el resto de las mencionadas en la Tabla N° 5.1 pero el efecto de su existencia es importante en el proceso operativo del generador, por lo que es necesario extender lo ya comentado previamente respecto a su funcionamiento e influencia en el análisis realizado en este informe. Como se expuso en la sección 3.3, el objetivo principal del AVR es controlar el voltaje generado a través del control de la corriente de excitación; sin embargo, el AVR de este generador también ha sido equipado con una característica de tipo limitador cuyo objetivo es enviar una alarma cuando algún límite máximo es sobrepasado, y luego de un tiempo de retardo tomar acción y variar la corriente de excitación para buscar sacar al generador del punto operativo que causó la alarma. Estos límites máximos supervisados por el AVR están relacionados con los límites que definen la curva de capacidad, es decir, la máxima corriente de excitación, la máxima corriente generada en el estator, el máximo voltaje en bornes y la máxima potencia reactiva absorbida. Del manual de puesta en servicio de este turbogenerador [6] se ha extraído información que permite concluir que:

El AVR limita la corriente de excitación y la corriente generada en el estator basado en la temperatura del aire de refrigeración del generador. La Tabla N° 5.2 muestra los valores que activan el limitador del AVR para las corrientes de campo y la generada.

TABLA N° 5.2. Valores de corrientes de excitación y generada que activan el limitador del AVR

	Temperatura del aire de refrigeración del generador	
	40 °C	50 °C
Corriente de campo	103% = 1 213 A	95% = 1 120 A
Corriente generada	105% = 7 578 A	94% = 6 784 A

Además el AVR limita el voltaje generado a un valor máximo de 105% del valor nominal (16.8 kV), y para la máxima potencia reactiva absorbida define un límite mediante dos segmentos rectos similares a los definidos en la sección 4.1.1.a para la protección por subexcitación instalada en el relé 7UM511; es necesario adelantar que este lugar geométrico es exactamente el mismo que se define en la sección 5.2.1 para la protección de subexcitación, lo que puede explicarse por el hecho de que los ajustes de limitación del AVR y los de dicha función de protección fueron realizados por el mismo fabricante SIEMENS, y al hacerlos coincidir se ha asegurado contar con la máxima capacidad de absorción de reactivos posible.

5.2. Cálculo de los lugares geométricos originados por los ajustes de las protecciones

Para hallar las restricciones que se representarán gráficamente sobre la curva de capacidad del generador, se realizará el análisis de cada una de las protecciones mencionadas en la tabla 5.1. El orden a seguir es el siguiente:

1. Protección por subexcitación.
2. Protección de sobreexcitación U/f.
3. Protección por sobrecorriente.
4. Protección por sobrevoltaje.
5. Protección por mínima tensión.
6. Protección por sobrevoltaje y mínima tensión en barras de SS.AA.
7. Protecciones propias de la turbina.

5.2.1. Lugar geométrico originado por la protección de Subexcitación (ANSI 40)

Como se explicó en la sección 4.1.1.a (funciones de protección del relé 7UM511), la protección por Subexcitación que aplica el fabricante SIEMENS al generador de 200 MVA que se analiza, representa a través de dos segmentos rectos el lugar geométrico del límite de estabilidad permanente del generador; esto es coherente con el límite teórico de estabilidad permanente explicado con ayuda de la figura 3.8.

Según lo explicado en la sección 4.1.2, los parámetros de ajuste del lugar geométrico de la protección ANSI 40 para el generador de 200 MVA vienen dados por longitudes λ y ángulos α , los cuales se muestran en la Tabla N° 5.3.

TABLA N° 5.3. Valores de ajuste de los parámetros del lugar geométrico de la protección de subexcitación (ANSI 40) del generador de 200 MVA.

Parámetro	λ_1	α_1	λ_2	α_2	λ_3	α_3
Valor	0.40 p.u.	80°	0.36 p.u.	90°	1.00 p.u.	110°

Estos ajustes son valores referidos al secundario de los transformadores de protección; para determinar la ubicación de estos segmentos en el plano de la curva de capacidad hay que referir los valores al primario de éstos. Para realizar el cálculo se utiliza la ecuación 4.2.

$$\frac{1}{x_{d\text{sec}}} = \frac{1}{x_{d\text{MAQ}}} \cdot \frac{U_{N\text{sec}}}{I_{N\text{sec}}} \cdot \frac{I_{N\text{MAQ}}}{U_{N\text{MAQ}}} \cdot \frac{RT_U}{RT_I} = 0.38095 \text{ pu}$$

$$x_{d\text{MAQ}} = \frac{1}{0.38095} \cdot \frac{U_{N\text{sec}}}{I_{N\text{sec}}} \cdot \frac{I_{N\text{MAQ}}}{U_{N\text{MAQ}}} \cdot \frac{RT_U}{RT_I}$$

$$x_{d\text{MAQ}} = \frac{1}{0.38095} \cdot \frac{100}{1} \cdot \frac{7217}{16000} \cdot \frac{160}{9000}$$

$$x_{d\text{MAQ}} = 2.10497 \text{ pu}$$

Este cálculo inverso permite obtener a través de los ajustes hallados en el relé, el parámetro X_d que se usó para realizarlos. Puesto que la reactancia X_d nominal es 2.1 p.u., entonces el valor $X_{d\text{MAQ}}$ mostrado es coherente con éste y así se comprueba que el ajuste de la

protección ANSI 40 del generador fue hecha con dicho valor. Entonces, el valor de λ_1 reflejado al primario del trafo de protección y expresado geoméricamente en la curva es:

$$\lambda_1 = \frac{1}{x_{dMAQ}} = \frac{1}{2.1} = 0.4762 pu$$

A λ_1 se le asigna por convención del fabricante un ángulo α_1 de 80° , las razones se explicaron en la sección 4.1.1.a. El parámetro λ_2 se ajusta, de acuerdo a las consideraciones de diseño del relé explicadas en la sección 4.1.1, al 90% de λ_1 , con un ángulo α_2 de 90° . A λ_3 y α_3 se les asigna 1.00 p.u. y 110° por convención, por ser los límites extremos de pérdida de sincronismo. Los parámetros de la protección ANSI 40 que se reflejarán sobre la curva de capacidad se muestran en la Tabla N° 5.4.

TABLA N° 5.4. Parámetros de ajuste de la protección de subexcitación a ser incluidos en la curva de capacidad del generador.

Parámetro	λ_1	α_1	λ_2	α_2	λ_3	α_3
Valor	0.4762 p.u.	80°	0.42858 p.u.	90°	1.00 p.u.	110°

5.2.2. Lugar geométrico originado por la Protección de Sobreexcitación U/f (59/81)

Como se explicó en la sección 4.1.1.c, la protección de sobreexcitación existente en el relé de protección SIEMENS 7UM515 del generador realiza la supervisión a través del cociente tensión/frecuencia (U/f), que según la Ley de inducción electromagnética de Faraday es proporcional al flujo magnético en el entrehierro del generador (B). Las condiciones de riesgo para el generador se presentan cuando el flujo magnético (B) se incrementa por encima de lo permisible, llevando al generador a condiciones de saturación del hierro del estator y generando altas pérdidas por corriente Eddy, produciéndose el sobrecalentamiento de las partes magnéticas e inestabilidades en el voltaje generado y la fuerza electromotriz.

Según lo expuesto en la sección 4.1.1.c y la Tabla N° 4.4, esta función de protección tiene dos ajustes para el disparo: uno definido en un valor fijo $U/f = 1.05$ (función 1403), y el

otro es una curva de tipo tiempo inverso que representa la imagen térmica del calentamiento del hierro debido al aumento del flujo magnético que lo atraviesa (funciones 1502 a 1513). Las curvas que muestran el ajuste de esta protección se muestran en la figura 5.1.

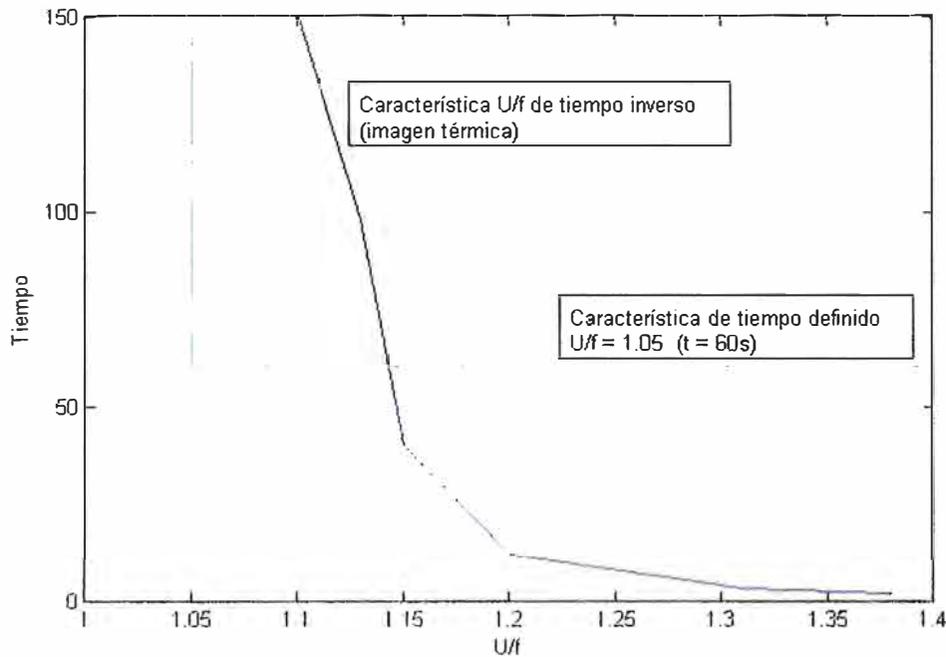


Figura 5.1. Curvas de ajuste de la función de protección por sobreexcitación U/f (sobreflujo magnético) del relé 7UM515 – ANSI 59/81

Según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE - D. S. N° 020-97-EM) y los estándares operativos manejados por el COES-SINAC, el rango permisible para la frecuencia del SEIN es de 60 ± 0.36 Hz para variaciones sostenidas de frecuencia, y de 60 ± 1 Hz para variaciones súbitas, es decir, es perfectamente permisible la operación del sistema eléctrico con frecuencias entre 59.64 y 60.36 Hz en cualquier momento durante un día normal de operación, pero es posible también que en algún instante este pueda operar con frecuencias entre 59 y 61 Hz, aunque esta situación sea menos frecuente y posiblemente debida a la desconexión súbita de una cantidad considerable de generación o carga.

Aunque la operación del sistema con una frecuencia cercana a los 59 o 61 Hz no sea una ocurrencia común, sí se presenta cada cierto tiempo. Los datos históricos han permitido

observar que cuando la frecuencia del sistema cae súbitamente cerca de los 59 Hz, tarda alrededor de un minuto en recuperarse hasta niveles de 59.6 o 59.7 Hz (esto depende de la reserva rotante existente en ese momento en el sistema). Debido a que la posibilidad de operar dentro de este rango de frecuencia existe, para esta parte del análisis se considera que el intervalo posible de frecuencias a las que puede operar el sistema es de 59 a 61 Hz.

Con esta consideración se ha elaborado la figura 5.2 donde se muestra la relación U/f (en valores por unidad) para distintas frecuencias en el intervalo 59-61 Hz, y distintos valores de tensión alrededor de los 16 kV nominales. Cada curva representa el cociente $U_{p.u.}/f_{p.u.}$ para un valor fijo de frecuencia y toda la gama de valores de tensión del eje de abscisas.

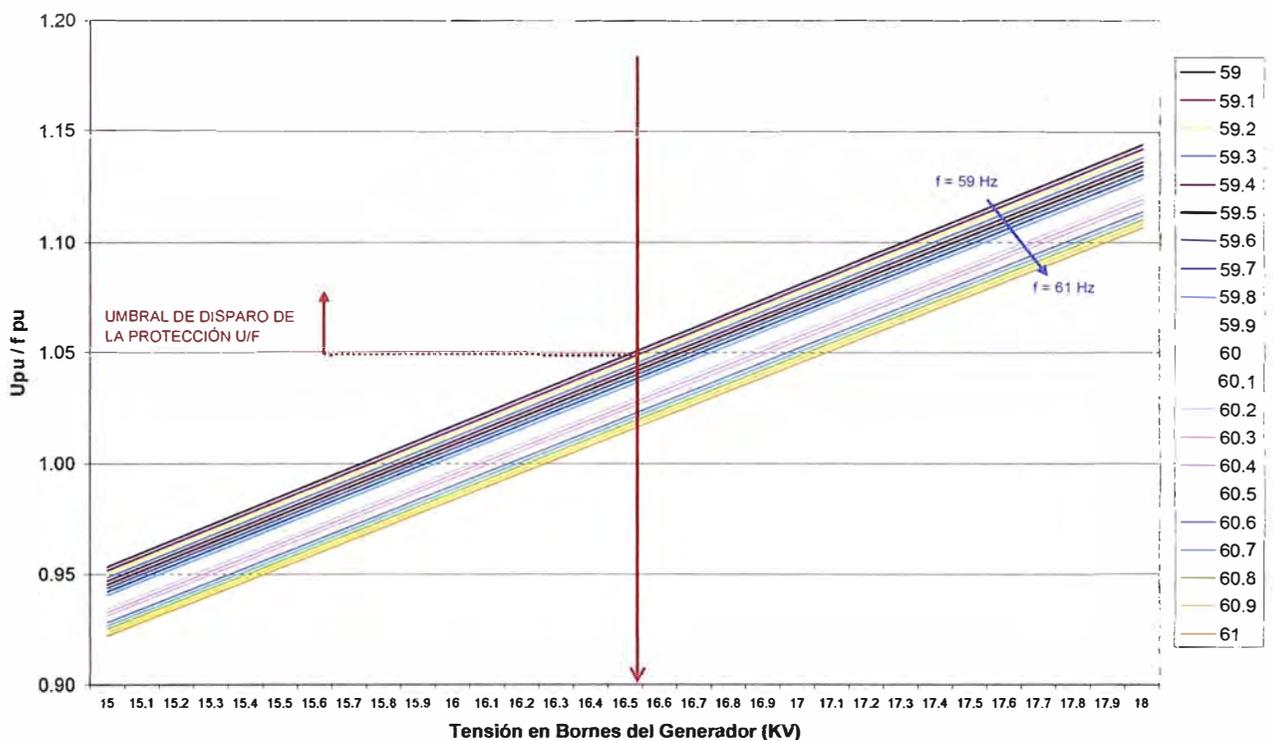


Figura 5.2. Curvas para distintas combinaciones de Tensión y Frecuencia.

Análisis de arranque de la protección de sobreexcitación U/f del relé 7UM511– ANSI 59/81

De la figura 5.2 se pueden extraer las siguientes conclusiones:

Para valores de tensión menores a 16.4 kV, la relación U/f no alcanza el umbral de disparo de 1.05 (ajuste de la protección U/f para el paso definido de disparo), por lo

cual esta zona se podría considerar segura en condiciones normales de operación del sistema.

Para una tensión en bornes de 16.5 kV y frecuencia de 59.0 Hz, el umbral de disparo de $U/f = 1.05$ es alcanzado, y en estas condiciones ocurriría el arranque de la protección luego del tiempo de ajuste (60 segundos). A partir de este punto y para mayores valores de tensión en bornes, la ocurrencia del disparo es latente en condiciones de operación normal del sistema (59-61 Hz). Por ejemplo, para una tensión de 16.8 kV y frecuencia nominal (60 Hz), la protección U/f arrancará inmediatamente, desconectando al generador de la red al cabo de 60 segundos. Esto convierte a las tensiones mayores a 16.5 kV en críticamente inseguras para la operación del generador.

Como se explicó en la sección 3.3.1, las unidades generadoras que operan en el SEIN lo hacen en modo de regulación de tensión a través de sus Reguladores Automáticos de Voltaje (AVR). El generador de 200 MVA analizado en este informe posee un AVR que mantiene permanentemente la tensión en bornes alrededor del punto de ajuste manual de tensión que establece el Operador de la Central.

En consecuencia, con la existencia de la regulación automática de voltaje, sólo existirán 2 formas en que la tensión en bornes del generador pudiera alcanzar los 16.5 kV que según la figura 5.2 son el inicio de la zona crítica para la protección U/f :

- a. Una acción incorrecta manualmente realizada por el Operador; o,
- b. Una falla del AVR que incremente descontroladamente la tensión.

Respecto al ítem a), la acción incorrecta del Operador consistiría en ingresar como punto de ajuste de la tensión en bornes del generador un valor igual o superior a los 16.5 kV descritos. Si esto sucediera estando el generador operando en condiciones operativas “normales” (Tabla N° 3.3), y tomando en cuenta la tasa de incremento de potencia reactiva por variación de la tensión en bornes indicada en la sección 3.3.1 (+0.08 kV / +5 MVAR); el incremento de + 0.3 kV efectuado por el operador para alcanzar los 16.5 kV supondrá incrementar simultáneamente la potencia reactiva en + 18.75 MVAR. La Tabla N° 5.5

muestra el estado operativo normal y el estado operativo final al realizarse la acción manual del operador descrita en el párrafo anterior.

TABLA N° 5.5. Condiciones Normales de Operación del Generador (A) y Condiciones Finales luego de un Aumento Manual de Tensión hasta 16.5 kV realizado por el Operador (B).

COND.	Tensión de red (kV)	Potencia Activa (MW)	Potencia Reactiva (MVAR)	Voltaje en Bornes (kV)	Corriente de excitación (A)	Voltaje de barra SSAA (kV)
A	213	156	25	16.20	810	6.56
B	213	156	43.75	16.50	874	6.68

En este nuevo estado (B), bastaría con que la frecuencia alcanzara 59 Hz para que se produzca el arranque de la protección, y luego del tiempo de retardo ajustado, el generador sería desconectado automáticamente del sistema por el relé 7UM515. Esos 43.75 MVAR indicados en la Tabla N° 5.5 son relativamente bajos para los valores de operación que diariamente alcanza el generador (hasta de 80 MVAR según el registro histórico), pero esto demuestra que aún bajo condiciones aparentemente inofensivas, la protección de sobreexcitación podría causar una desconexión intempestiva de la unidad.

Este último comentario se aclara recordando que el AVR del generador responde variando la corriente de excitación al detectar variaciones en la tensión de la red, para mantener constante su tensión generada en bornes alrededor del punto de ajuste. Como se explicó en la sección 3.3.1 y con la ayuda de la figura 3.7, se conoce que el AVR de este generador responde a las variaciones de la red con una tasa fija de **+6.5 MVAR/-1 kV** (aumenta 6.5 MVAR por cada kilovoltio que disminuye la tensión de la red), de modo que mientras más baja se encuentre la tensión de red, el generador se encontrará generando una mayor potencia reactiva que la de condiciones normales, aún manteniendo en bornes el valor de su tensión operacional normal de 16.2 kV; la figura 5.3 reproduce lo mostrado en la figura 3.7 para facilidad de comprensión.

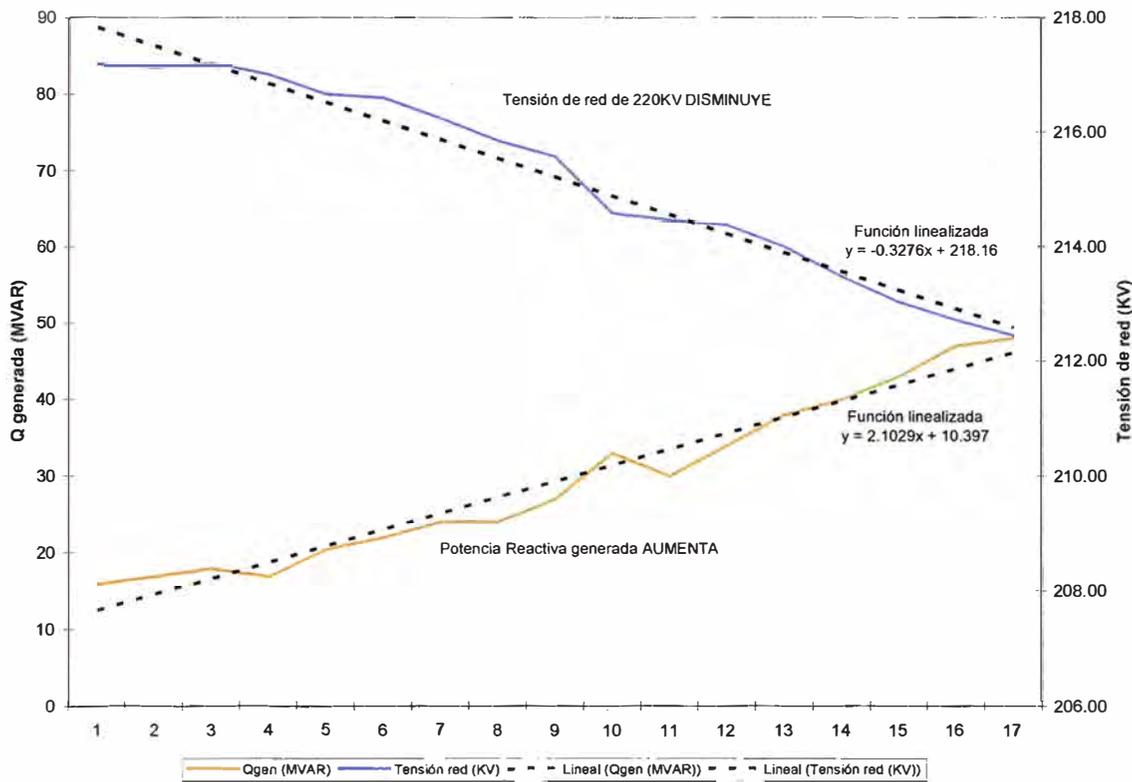


Figura 5.3. Acción del AVR: variación automática de potencia reactiva generada por la variación de tensión en la red de 220 kV para mantener constante la tensión en bornes.

Según lo explicado hasta ahora para la protección de sobreexcitación U/f, la tensión en bornes es el parámetro que mientras más alto, más representa un escenario crítico (al alcanzarse los 16.5 kV según la figura 5.2), y sabiendo que para un mismo valor operativo normal de tensión en bornes de 16.2 kV el generador puede estar entregando distintos valores de potencia reactiva (dependiendo de la tensión de la red de 220 kV según la figura 5.3), entonces se puede establecer una relación que indique el cambio en la potencia reactiva entregada por el generador, en función de la tensión de la red de 220 kV, cuando el operador mantiene el ajuste de tensión generada en bornes en 16.2 kV. Esta sería:

$$Q_{gen} \text{ (MVAR)} = Q_{base} - Tasa * \Delta V_{220kV} \tag{5.1}$$

Donde ΔV_{220kV} es la variación de tensión de red, a partir del valor de la tensión operacional de 213 kV ($\Delta V_{220kV} = V_{actual} - 213$) y está dado en kilovoltios (kV); el parámetro *Tasa* proviene de la tasa de variación MVAR/kV explicada en la sección 3.3.1, de valor +6.5; y el parámetro Q_{base} es la potencia reactiva generada en condiciones normales de operación

según la Tabla N° 5.5, equivalente a 25 MVAR. Así se puede definir numéricamente la ecuación 5.2.

$$Q_{\text{gen}} \text{ (MVAR)} = 25 - 6.5 * \Delta V_{220\text{kV}} \quad (5.2)$$

Volviendo a la Tabla N° 5.5, se explicó que el ajuste manual de tensión hasta el punto crítico U/f de 16.5 kV (incremento de + 0.3 kV desde el punto de operación normal) produciría un incremento de potencia reactiva generada de + 18.75 MVAR. Los 43.75 MVAR que el generador entrega en ese momento vendrían a ser el límite de generación de reactivos para evitar la posibilidad del arranque de la protección de sobreexcitación U/f. Si se aplica este incremento límite de reactivos a la ecuación 5.2 se obtiene una expresión para la producción límite de potencia reactiva debido a esta función de protección, la cual está dada por la ecuación 5.3.

$$\begin{aligned} Q_{\text{gen lim}} \text{ (MVAR)} &= Q_{\text{gen}} + 18.75 \\ Q_{\text{gen lim}} \text{ (MVAR)} &= (25 - 6.5 * \Delta V_{220\text{kV}}) + 18.75 \\ Q_{\text{gen lim}} \text{ (MVAR)} &= 43.75 - 6.5 * \Delta V_{220\text{kV}} \quad (5.3) \end{aligned}$$

La ecuación 5.3 permite conocer el límite de la generación de potencia reactiva ante un incremento de tensión manual hasta 16.5 kV, para evitar el arranque de la protección de Sobreexcitación U/f del relé 7UM515, tomando en cuenta la tensión de la red de 220 kV a la cual se encuentra conectado el generador.

A continuación se presenta un ejemplo de aplicación para la ecuación 5.3 obtenida de este análisis:

Si la tensión de red cayera hasta 206 kV (desde 213 kV), entonces $\Delta V_{220\text{kV}} = -7 \text{ kV}$; si en ese momento la tensión del generador fuera ajustada a 16.5 kV por el operador, entonces usando la ecuación 5.3, la potencia reactiva límite en ese momento sería 89.25 MVAR. Si el operador (que realizó el aumento de tensión hasta 16.5 kV) observa este valor de Q, debe inmediatamente reducir la tensión en bornes del generador para evitar el arranque de la protección U/f.

De otro modo, si la tensión de red aumentara hasta 216 kV (desde 213 kV), entonces $\Delta V_{220\text{kV}} = + 3 \text{ kV}$; si se produjera el incremento de tensión manual hasta los 16.5 kV

críticos de la protección U/f, entonces mediante la ecuación 5.3 se tiene que la potencia reactiva límite en ese momento sería tan sólo 24.25 MVAR.

En conclusión, la función de protección por sobreexcitación U/f (ANSI 59/81) impone un límite: la tensión generada en bornes del generador no debe sobrepasar los **16.5 kV** para evitar la posibilidad de arranque de la protección en condiciones de operación normales. Este límite puede ser traducido en una cantidad máxima de potencia reactiva generada por medio de la ecuación 5.3, la cual, al ser dependiente de la tensión de red representará toda una zona límite al ser plasmada sobre la curva de capacidad del generador. La figura 5.4 muestra la curva de capacidad para una tensión en bornes de 16.5 kV, la zona sombreada es la zona límite de generación de potencia reactiva en base a la tensión de red (se utilizó la ecuación 5.3). La dirección de la flecha muestra cómo, a medida que la tensión de la red disminuye (desde 213 hasta 204 kV), se incrementa la potencia reactiva máxima permisible para dichas condiciones de operación.

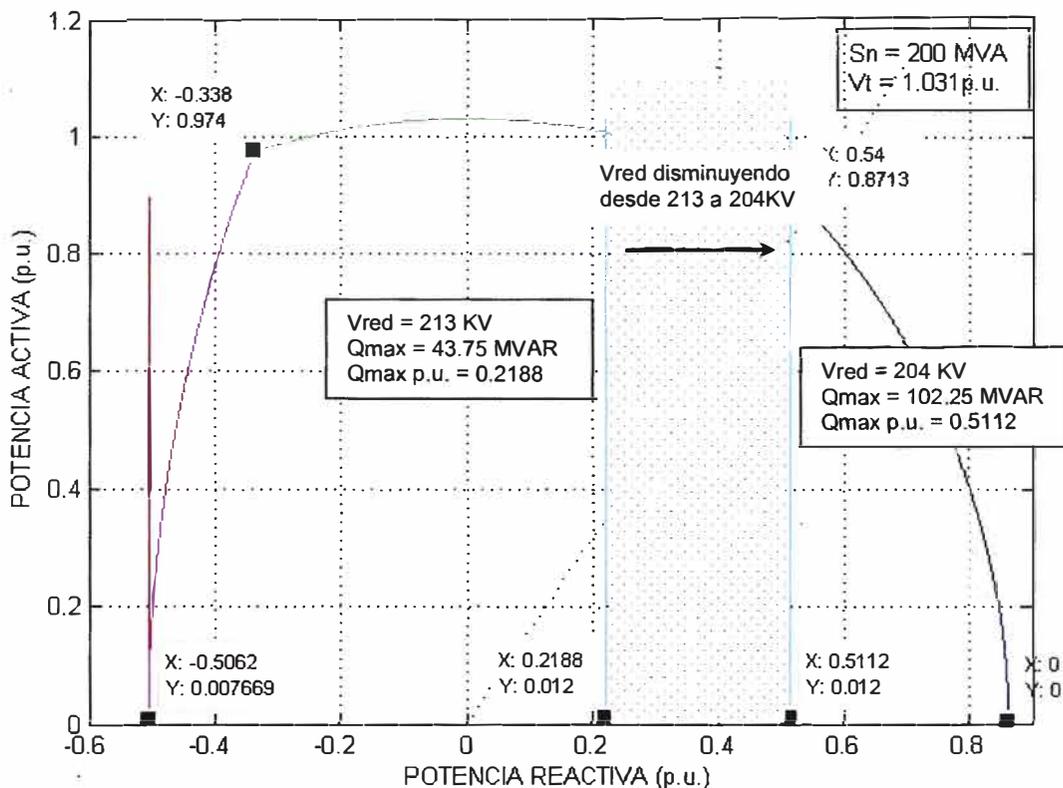


Figura 5.4. Curva de capacidad del generador para tensión en bornes de 1.031 p.u. (16.5 kV).

Análisis de la protección por sobreexcitación U/f.

5.2.3. Lugar geométrico originado por la Protección de Sobrecorriente (ANSI 51)

Como se indicó en la sección 4.1.1.a, inciso c), la función de protección de sobrecorriente del generador consta de dos etapas de tiempo definido para las cuales se usa la simbología $I >$ y $I >>$ que se muestra en la Tabla N° 4.2 de ajustes del relé 7UM511.

El símbolo $I >$ corresponde a la protección que se ha ajustado al 100% del valor nominal de corriente del generador ó $1.0 I/n$ (función 2502), con tiempo de retardo de 2.3 segundos (función 2503) para enviar la señal de disparo. El símbolo $I >>$ corresponde a la protección ajustada para un valor de corriente de 113% del valor nominal ó $1.13 I/n$ (función 2602), con retardo de 0.2 segundos (función 2603) para enviar la señal de disparo del generador. Las curvas de ajuste de esta función de protección se muestran en la figura 5.5.

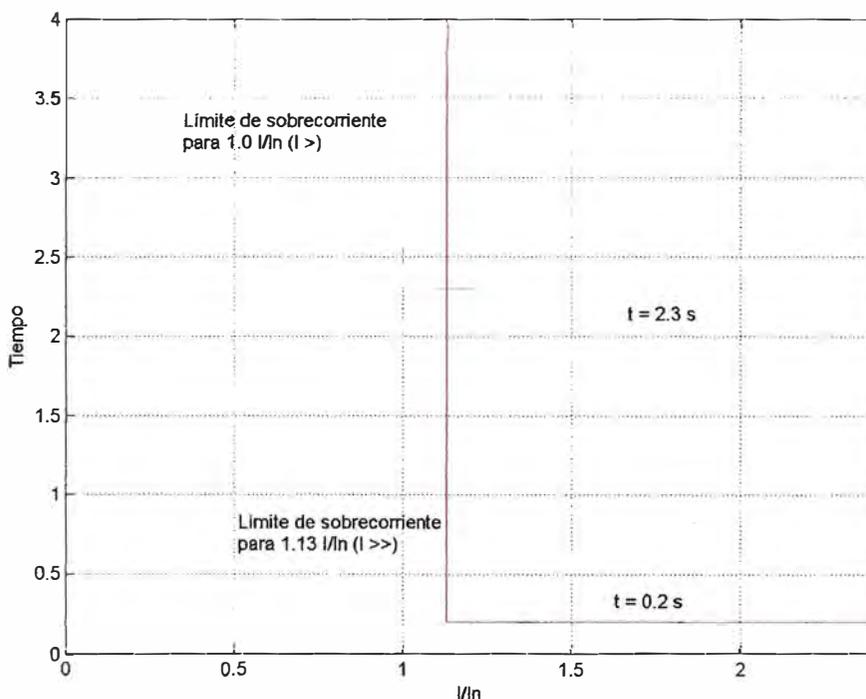


Figura 5.5. Curvas de ajuste de la función de protección por sobrecorriente del relé 7UM511 - ANSI 51

Según lo expuesto en la sección 3.3.2, independientemente de la tensión generada, el lugar geométrico de la curva de capacidad que representa el límite de calentamiento del devanado de armadura siempre corresponde a la corriente nominal del estator del generador. Entonces, puesto que esta función de protección está ajustada al 100% de la corriente nominal del generador ($I >$), el lugar geométrico que genera en el plano de la

curva de capacidad coincide exactamente con el límite térmico de corriente de armadura mostrado en la figura 3.8.

Finalmente, la función de protección de sobrecorriente de este generador sí refleja un lugar geométrico límite en la curva de capacidad, el cual es coincidente con el límite térmico de armadura.

5.2.4. Lugar geométrico originado por la Protección de Sobrevoltaje (ANSI 59)

Como se indicó en la sección 4.1.1.a, inciso e), la función de protección de sobrevoltaje del generador consta de dos etapas de tiempo definido (simbolizadas $U>$ y $U>>$). Sus ajustes según los datos mostrados en la Tabla N° 4.2 (funciones 1702 y 1703) se ubican en 110 y 130% de la tensión nominal, es decir en 17.6 kV y 20.8 kV con tiempos de retardo ajustados a 2.5 y 0.5 segundos (funciones 1705 y 1706), respectivamente. Las curvas de ajuste de esta función de protección se muestran en la figura 5.6 junto a la curva de la protección por Mínima tensión (ANSI 27).

Sin embargo, por lo expuesto en la sección 5.2.2, la protección de sobreexcitación U/f impone ya un límite máximo a la tensión generada en bornes de 16.5 kV, la cual se encuentra muy por debajo del menor de los ajustes de la protección de sobretensión, por lo que ante un incremento de tensión (manual o por una falla del AVR), será la protección por sobreexcitación U/f la que arrancará primero y sacará de servicio al generador luego del tiempo ajustado. En todo caso los ajustes tan altos de esta protección se consideran como respaldos a la protección de sobreexcitación para actuar en caso una falla importante lleve la tensión del generador hasta límites en los que la operación no sea sostenible.

En conclusión, la función de protección por sobrevoltaje (ANSI 59) del generador no impone un límite a la curva de capacidad pues ante un evento de sobretensión, existirá ya otra función de protección que ocasionará la desconexión del generador, y es ella la que impondrá el límite superior de nivel de tensión a la curva.

5.2.5. Lugar geométrico originado por la Protección de Mínima Tensión del Generador (ANSI 27)

Como se indicó en la sección 4.1.1.a, la protección por mínima tensión opera con una sola etapa de tipo tiempo definido, ajustada según la Tabla N° 4.2 (función 1704) en 0.75 p.u. (75% de la tensión nominal), equivalente a 12 kV, con un tiempo de retardo para actuación de 1.5 segundos (función 1707). Las curvas de ajuste de esta función de protección se muestran en la figura 5.6 junto a las curvas de la protección por Sobretensión (ANSI 59).

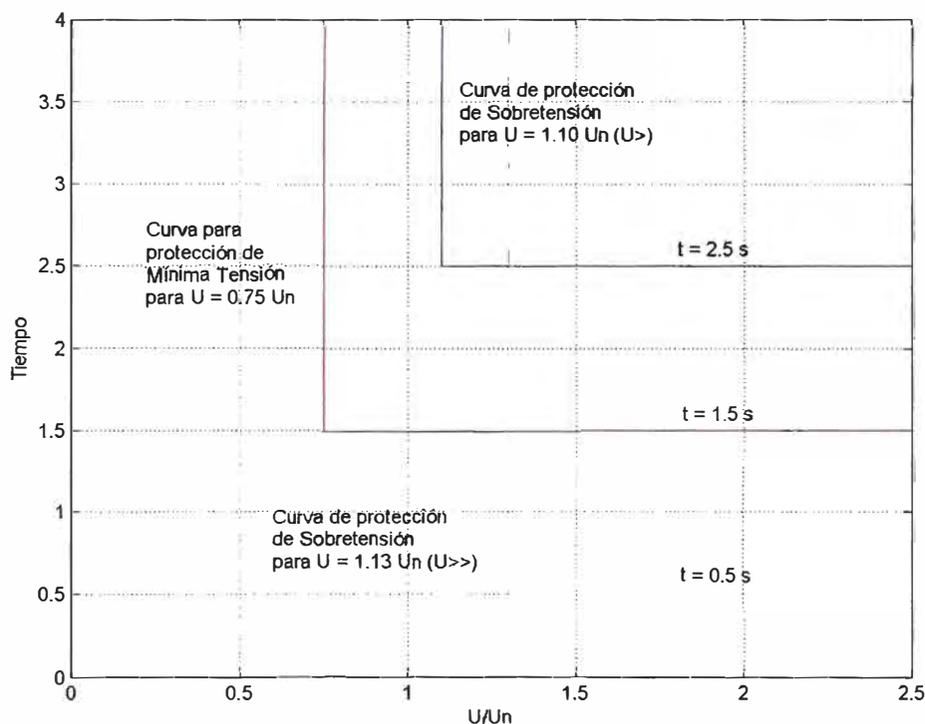


Figura 5.6. Curvas de ajuste de las funciones de protección por Sobretensión y Mínima tensión del relé 7UM511 - ANSI 59 y 27

El valor de ajuste de esta protección es bastante bajo (el valor de ajuste para unidades similares se encuentra alrededor del 85% de la tensión nominal), por tanto existen en la práctica sólo dos formas en las que esta protección podría alcanzar su valor de actuación:

- Por un ajuste manual incorrecto de tensión por parte del Operador de la Central; ó,
- Por una falla en el sistema de regulación automática de voltaje (AVR).

Aquí es necesario mencionar que los grandes generadores eléctricos siempre tienen conectado muy cerca de los bornes de salida un transformador de servicio pequeño para auto alimentar sus servicios auxiliares (SS.AA.), dicho transformador tiene por lo general una relación de transformación fija, la cual alimenta directamente a las cargas de media y baja tensión (bombas, ventiladores, cargadores de baterías, equipos de control, entre otros); si la tensión en bornes del generador disminuye demasiado, esta disminución se reflejará directamente a través del transformador de SS.AA. hasta los equipos de menor nivel de tensión, muchos de los cuales requieren voltajes cercanos al valor nominal para operar correctamente, o de lo contrario sus propios sistemas de protección los desconectarán, originando defectos en la operación de la unidad generadora principal o incluso su desconexión. El detalle de este aspecto se analiza más adelante, en la sección 5.2.5, referido a la influencia de la protección de los SS.AA. sobre la curva de capacidad.

Por estas últimas consideraciones, el correcto control de la tensión que ejerce el operador de la Central *no permitirá* que la tensión en bornes disminuya hasta el nivel de arranque de esta protección para poder mantener operativos sus equipos auxiliares, por lo que la opción a.) queda descartada al no ser una opción permisible bajo condiciones operativas normales.

Respecto a la opción b), una falla del AVR sí podría ocasionar el descenso de la tensión hasta el valor del ajuste de la protección, sin embargo disminuir considerablemente la tensión del generador ocasiona un efecto importante: subexcitará al generador hasta valores probablemente no permisibles. Se explicó en la sección 3.3.1 que el sistema de control de voltaje de este generador tiene una relación fija entre la variación del ajuste de tensión en bornes y la producción de potencia reactiva de $+0.08 \text{ kV} / +5 \text{ MVAR}$, entonces haciendo uso de esta relación es posible afirmar que disminuyendo la tensión desde el punto normal de operación hasta los 12 kV de ajuste de la protección por mínima tensión significaría reducir 4.2 kV, lo que equivale a una reducción de 262.5 MVAR, o 1.3125 en valores por unidad. Los parámetros para las condiciones operativas consideradas “normales” se muestran en la Tabla N° 5.6.

TABLA N° 5.6. Condiciones Normales de Operación del Generador de 200 MVA
conectado a la red de 220 kV.

Tensión de red (kV)	Potencia Activa (MW)	Potencia Reactiva (MVAR)	Voltaje en Bornes (kV)	Corriente de excitación (A)	Voltaje de barra SSAA (kV)
213	156	25	16.20	810	6.56

Tomando en cuenta el diagrama fasorial de la figura 3.5 que da origen a la curva de capacidad, se comprende que al variar la tensión generada V_t las dimensiones de la curva varían, por lo que la curva de capacidad para la tensión de ajuste de la protección (0.75 p.u.) tendrá la forma mostrada en la figura 5.7.

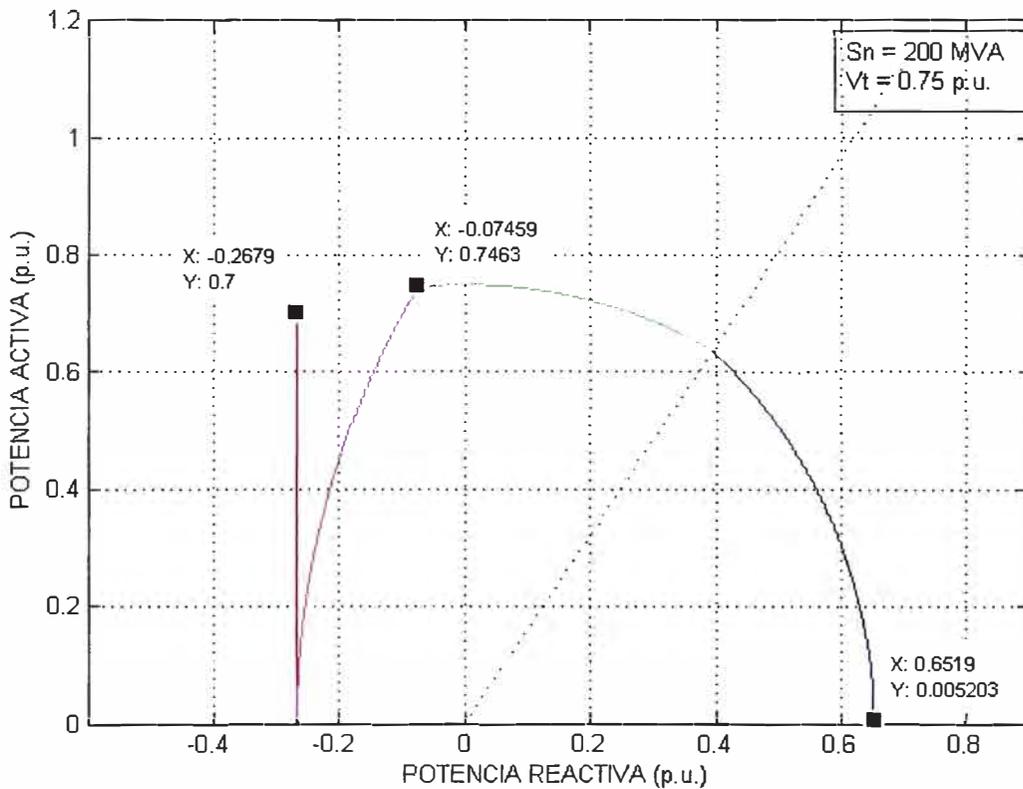


Figura 5.7. Curva de capacidad del generador de 200 MVA
para una tensión generada de 0.75 p.u. (12 kV).

Resalta de la figura 5.7 que los límites por calentamiento del devanado de campo, armadura, de los extremos del núcleo del estator y el límite de estabilidad se han acortado, dando márgenes mucho menores para la producción de potencia tanto activa como reactiva. Es necesario aclarar que en la curva de la figura 5.7 los límites máximos de corriente en el rotor y estator no han cambiado, según se mostró en el análisis de las ecuaciones 3.9 y 3.10.

Supónganse dos posibles estados operativos del generador, uno en el que éste genere 20 MVAR (este se considera el estado operativo normal según la Tabla N° 5.6), y uno en el que genere 80 MVAR (punto posible de generación de reactivos durante períodos de baja tensión de red); entonces ante la falla del AVR considerada en el ítem b), la generación de reactivos en cada uno de estos estados disminuiría 262.5 MVAR, pasando de 20 a -242.5 MVAR en el primero, y de 80 a -182.5 MVAR en el segundo. Estos estados finales equivalen en valores por unidad a -1.2125 el primero y a -0.9125 el segundo. En la figura 5.8 se ubican estos puntos sobre la curva de capacidad del generador para tensión en bornes de 0.75 p.u. (figura 5.8).

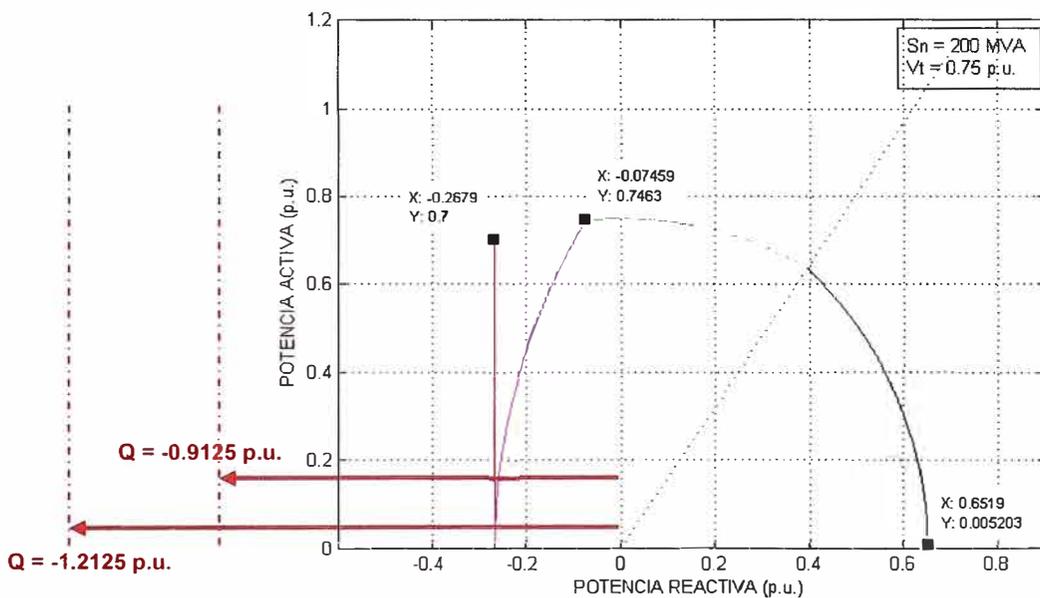


Figura 5.8. Curva de capacidad del generador para una tensión generada de 0.75 p.u. (12 kV).

Efectos de la producción de reactivos por la reducción de tensión hasta 12 kV.

De la figura 5.8, es notorio que la falla del AVR que ocasionó la disminución de la tensión desde los 16.2 kV normales hasta 12 kV (valor de ajuste de la protección por mínima tensión), origina que el generador (en cualquiera de los dos estados operativos propuestos) absorba tal cantidad de reactivos que termina por exceder al límite de estabilidad, lo que ocasionará la pérdida de paso y la desconexión del generador.

En conclusión, el ajuste de la protección por mínima tensión es tan bajo que mucho antes de su actuación, ya es excedido el límite de estabilidad del generador, perdiendo éste el

sincronismo y desconectando de la red por otra función de protección. Por ello esta protección no restringe la curva de capacidad del generador, pues no alcanza a ubicarse en un estado posible de operación sostenible que pueda dibujarse en la curva.

5.2.6. Lugar geométrico originado por la Protección de Mínima Tensión de las barras de los equipos auxiliares del generador de 200 MVA

El generador de 200 MVA alimenta a su propios servicios auxiliares (SS.AA.) a través de un transformador reductor (2.5 MVA, 16 / 6.6 kV) conectado directamente a las barras de salida conectadas a sus bornes. Este transformador se encarga de alimentar a una barra de 6.6 kV que alimenta tanto a los sub sistemas principales como la excitatriz y el convertidor de frecuencia para arranque de la unidad, como a los otros equipos auxiliares de baja tensión, alimentados con tensiones de 480 y 240 Vac. La figura 5.9 muestra el diagrama unifilar simplificado de la instalación.

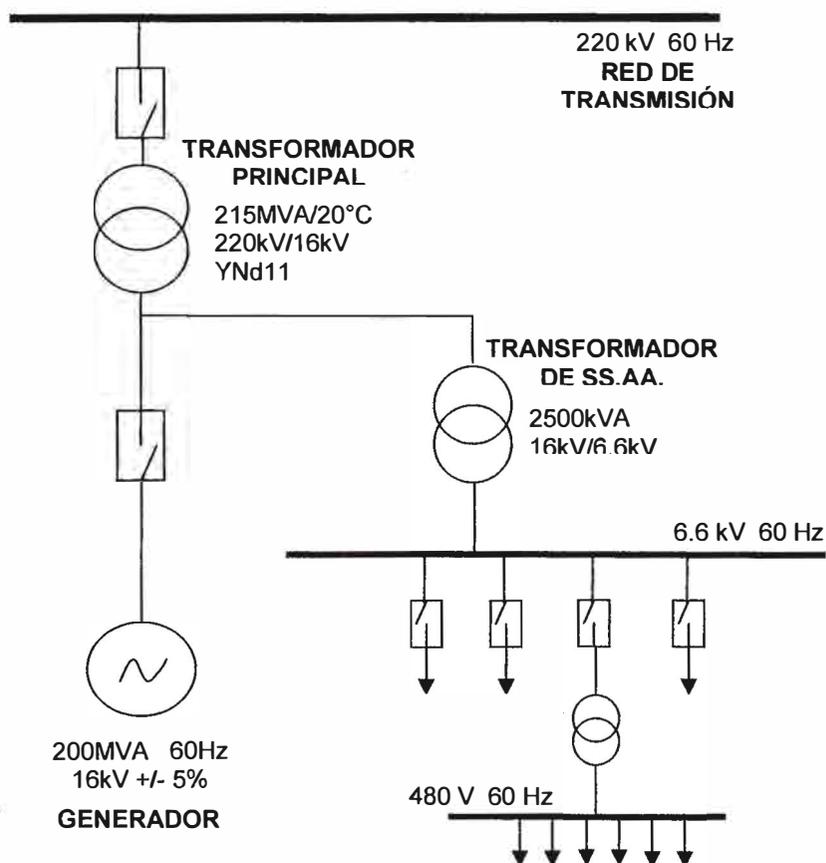


Figura 5.9. Diagrama unifilar simplificado para el generador de 200 MVA y sus servicios auxiliares.

Los interruptores de la barra de 6.6 kV y de las barras de baja tensión (0.48 – 0.24 kV) poseen relés de protección de mínima tensión ajustados a un cierto porcentaje de la tensión nominal. La Tabla N° 5.7 muestra los ajustes de los relés de estas barras.

TABLA N° 5.7. Ajustes de los relés de mínima tensión en las celdas de SS.AA. del generador

BARRA	AJUSTE PROT. MÍNIMA TENSIÓN (%Un)	TENSIÓN DE ACTUACIÓN
6.6 kV	85.5	5.64 kV
480 V	86.4	414.7 V

Debido a que el transformador reductor que alimenta a los SS.AA. posee una relación de transformación fija, el ajuste de protección de las barras de SS.AA. se puede reflejar directamente hacia los bornes del generador, de manera que, para evitar que alguno de los equipos auxiliares necesarios para la operación del generador salga de servicio por actuación de su relé de mínima tensión, el voltaje generado no deberá bajar de los porcentajes de la tensión nominal a los que están ajustados los relés de SS.AA.

Utilizando el valor más conservador de los datos de la Tabla N° 5.7, se observa que la tensión generada jamás deberá bajar del **86.4%** de la tensión nominal (16 kV), es decir, **13.82 kV**. Para efectos prácticos se asigna un margen de seguridad de 5% a este límite de tensión mínima, de donde resulta que el mínimo voltaje aceptable en bornes del generador para evitar la actuación de la protección de mínima tensión de los equipos auxiliares en las barras de 6.6 kV y 0.48 kV debe ser **90.72%** del valor nominal, o **14.51 kV**.

Por lo expuesto en la sección 3.3.2, al reducir la tensión generada hasta el 90.72% del valor nominal, se origina el cambio de las dimensiones de la curva de capacidad; además, la disminución de tensión desde el punto operativo normal (16.2 kV) hasta el punto de mínima tensión (14.51 kV) origina la disminución de la potencia reactiva, probablemente hasta subexcitar al generador. La disminución de esos 1.69 kV (16.2 – 14.51 kV) equivalen (usando al tasa 0.08 kV / 5 MVAR) a una disminución de **105.63 MVAR**.

Mediante un análisis similar al realizado en la sección 5.2.2, supónganse dos estados operativos posibles del generador basados en valores extremos de tensión en la red de 220 kV (para todos los casos, éste se encuentra con 16.2 kV de tensión en bornes):

- Primero, el generador opera en estado normal, con tensión de red de 213 kV, por lo que usando la ecuación 5.2 se calcula que éste se encontrará generando 25 MVAR (este se considera el estado operativo normal según la Tabla N° 5.6);
- Segundo, la tensión de red alcanza 204 kV, por lo que usando la ecuación 5.2, se calcula que el generador se encontrará produciendo 83.5 MVAR.

Entonces, la disminución de tensión generada desde los 16.2 kV hasta 14.51 kV ocasionaría que la generación de reactivos en cada uno de estos estados disminuya 105.63 MVAR, pasando de 25 a **-80.6 MVAR** en el primer caso, y de 80 a **-22.1 MVAR** en el segundo. Estos estados finales equivalen en valores por unidad a -0.403 el primero y a -0.111 el segundo. En la figura 5.10 se ubican estos límites de generación de reactivos sobre la curva de capacidad del generador.

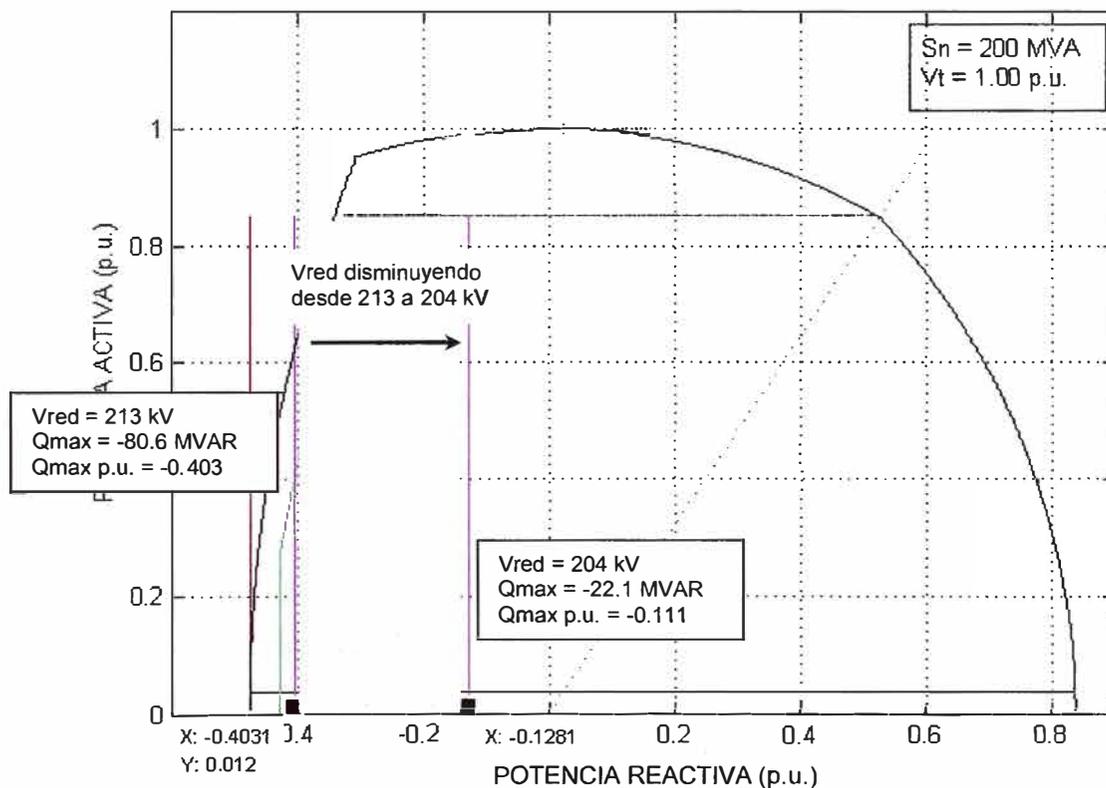


Figura 5.10. Curva de capacidad del generador de 200 MVA con la zona límite de generación de potencia reactiva para no exceder la protección de mínima tensión de SS.AA.

5.2.7. Lugar geométrico originado por los Límites de la Turbina acoplada al generador de 200 MVA

Como se indicó en la sección 3.3.1, la máquina prima que proporciona el movimiento al generador de 200 MVA es una turbina de gas SIEMENS, modelo V84.3A, cuyas características se muestran en la Tabla N° 3.2. Su máxima potencia de salida en condiciones ISO (presión de 1 atm, temperatura de 15° C y humedad relativa de 75%) y cuando opera con combustible gas natural es 170.5 MW. Esta turbina realiza su combustión en una única cámara de tipo anular con 24 quemadores híbridos colocados alrededor de toda la circunferencia. La flama producida en los quemadores es más estable cuanto más alta es la generación de potencia debido a que mayores flujos de combustible ocasionan el mejor aprovechamiento de las capacidades de la turbina para controlar la relación aire/combustible. Las turbinas de gas ven considerablemente afectada su eficiencia cuando operan con cargas parciales, por lo que su diseño está dirigido a operar preferiblemente con carga máxima; esta es la razón por la cual su operación es más estable cuando generan altas potencias que cuando generan valores parciales. En la figura 2.3 se muestra la curva de eficiencia de una turbina de gas, donde esta disminución de eficiencia para cargas parciales se hace notoria. Debido a esto, cuando esta turbina de gas genera con cargas demasiado bajas (especialmente por debajo del 5% de la potencia nominal), la flama se vuelve inestable y se ocasiona una alta dispersión de temperaturas dentro de la cámara de combustión, que con alta probabilidad terminará ocasionando la desconexión de todo el grupo generador para protegerse de un posible daño térmico. Para esta turbina SIEMENS V84.3A, la potencia mínima de operación estable se ha identificado en 7 MW. Este será el límite inferior de potencia activa asignado a la curva de capacidad real del generador.

5.3. Construcción de la Curva de Capacidad del turbogenerador de 200 MVA con los lugares geométricos originados por los ajustes de sus protecciones y los límites del equipamiento auxiliar

En la sección 5.2 se ha analizado la influencia sobre la curva de capacidad de las protecciones asociadas tanto al generador de 200 MVA, como a sus equipos auxiliares y a la capacidad mecánica de la turbina acoplada. Las protecciones analizadas fueron:

1. Protección por subexcitación.
2. Protección de sobreexcitación U/f.
3. Protección por sobrecorriente.
4. Protección por sobrevoltaje.
5. Protección por mínima tensión.
6. Protección por sobrevoltaje y mínima tensión en barras de SS.AA.
7. Límites y protecciones propios de la turbina.

Luego del análisis se concluyó que de éstas, sólo las siguientes generan un lugar geométrico que afecta a la curva de capacidad mostrada en la figura 3.8:

1. Protección por subexcitación.
2. Protección de sobreexcitación U/f.
3. Protección por sobrecorriente.
4. Protección por sobrevoltaje y mínima tensión en barras de SS.AA.
5. Límites y protecciones propios de la turbina.

En esta sección se resumen las conclusiones del análisis individual de cada protección, para finalizar con la construcción de la curva de capacidad restringida.

5.3.1. Resumen de los lugares geométricos originados por las protecciones analizadas

En la sección 5.2.1 se analizó la protección de subexcitación (ANSI 40) del generador. Para esta función, el fabricante SIEMENS simula a través de segmentos rectos tanto la zona de mínima corriente de excitación como la característica de estabilidad permanente, tomando en cuenta consideraciones básicas como alejarse en un 10% del límite teórico de estabilidad. Ha de destacarse que los parámetros de ajuste de estos segmentos son fijos, y han sido diseñados para condiciones de tensión generada nominal. Los parámetros se mostraron en la Tabla N° 5.4.

En la sección 5.2.2 se analizó la protección por sobreexcitación U/f (ANSI 59/81) del generador. Del análisis se concluyó que 16.5 kV es la máxima tensión generada en bornes permisible para evitar ingresar a la zona de arranque de la protección ante condiciones de

operación consideradas normales. Además también se explicó que por la característica de operación del AVR de este generador, su generación actual de potencia reactiva está influenciada por la tensión de la red a la cual se conecta. Este valor máximo de tensión generada (16.5 kV) y la respuesta del AVR del generador originan dos situaciones posibles de plasmar gráficamente en la curva de capacidad:

- a. El cambio de los límites de la curva por el incremento de tensión (16.5 kV, equivalente a 1.031 p.u. de la tensión nominal).
- b. Una zona límite de máxima generación de potencia reactiva, basada en la tensión actual en la red de 220 kV a la cual se conecta el generador.

La aplicación de estas dos situaciones a la curva de capacidad se muestra en la figura 5.4 de la sección 5.2.2. La implementación de este límite asegura que no se producirá una condición de sobreflujo magnético en el generador, el cual podría ocasionar sobrecalentamiento indeseable en el hierro del rotor y estator.

En la sección 5.2.3 se analizó la protección por sobrecorriente (ANSI 51) del generador. Del análisis se concluyó que esta función sí refleja un límite en el plano de la curva de capacidad, el cual es exactamente coincidente con el límite térmico por calentamiento de la armadura, esto debido a que la protección está ajustada a un valor del 100% de la corriente nominal del generador ($1.0 I_n$).

En la sección 5.2.4 se analizó la protección por sobrevoltaje (ANSI 59) del generador, concluyendo que, por el elevado ajuste de la protección (120% de la tensión nominal, es decir 20 kV), no es posible plasmarla como un lugar geométrico en la curva de capacidad, al exceder largamente las condiciones de situaciones operativas posibles.

En la sección 5.2.5 se analizó la protección por mínima tensión (ANSI 27) del generador, ajustada al 75% de la tensión nominal (12 kV). Del análisis se concluyó que el ajuste es excesivamente bajo y que, de presentarse alguna condición de falla que disminuyera bruscamente la tensión en bornes hasta cercanías de dicho valor de ajuste, se ocasionaría la desconexión casi intempestiva de la unidad por actuación de esta protección o por las protecciones de mínima excitación o pérdida de paso del generador, quedando claro que el

generador no podrá sostener su operación en dichas condiciones. En suma, la protección por mínima tensión del generador no puede incluirse como un límite dentro de la curva de capacidad pues su punto de ajuste excede por gran margen las condiciones de situaciones operativas posibles.

En la sección 5.2.6 se analizó la influencia que sobre la curva de capacidad tiene la protección por mínima tensión de las barras de servicios auxiliares (SS.AA.) del generador. Del análisis se concluyó que la tensión generada en bornes mínima para evitar la pérdida de equipos relevantes para la operación es 14.51 kV (es decir, el 90.72% de la tensión nominal). Disminuir la tensión generada hasta este límite inferior implica reducir simultáneamente la potencia reactiva generada, generando una zona límite. Puesto que la producción de reactivos está influenciada por la tensión de la red, se tomaron dos casos extremos: con la tensión de red en 210 kV y luego en 201 kV. Así, se obtuvieron dos límites aplicables a la curva de capacidad, posibles de acoplar a los límites obtenidos a la protección de sobreexcitación U/f (también relacionados con la tensión de la red).

En la sección 5.2.7 se analizaron los límites de generación de potencia mecánica de la turbina de gas como máquina prima del generador, concluyendo que ésta posee límites tanto máximos como mínimos por cuestiones de diseño y estabilidad del proceso. La potencia mecánica máxima que transfiere la turbina al generador es 170.5 MW, mientras que su potencia mínima es 7 MW. Estos dos límites se incluyen en la curva de capacidad.

Por lo expuesto, la curva de capacidad del generador será limitada en primera instancia por la característica de subexcitación y los límites de potencia máxima (170.5 MW) y mínima (7 MW) de la turbina de gas asociada. Luego, dependiendo del nivel de tensión generada, existirán límites tanto para la máxima tensión permisible (16.5 kV) debido a la protección de sobreexcitación U/f , así como para la mínima tensión permisible (14.51 kV) debido a la protección de mínima tensión de los equipos conectados a las barras de servicios auxiliares del grupo generador.

5.3.2. Curva de Capabilidad del Turbogenerador de 200 MVA

La figura 5.11 muestra la curva de capacidad para la tensión nominal con la inclusión de todos los lugares geométricos generados por los límites térmicos del generador, así como de las protecciones y límites operativos.

Puesto que las protecciones por Sobreexcitación U/f y por Mínima Tensión de SS.AA. se ven influenciadas por la tensión de red, se muestra en la figura 5.12 la curva de capacidad con los límites para el caso de una tensión de red de 213 kV; se ha resaltado el borde de la zona segura de operación del generador. Por último, bajo las mismas consideraciones tomadas para elaborar la figura 5.10, la figura 5.13 muestra la curva de capacidad y sus límites para el caso extremo de tenerse una tensión de red de 204 kV; se ha resaltado el borde de la zona segura de operación del generador.

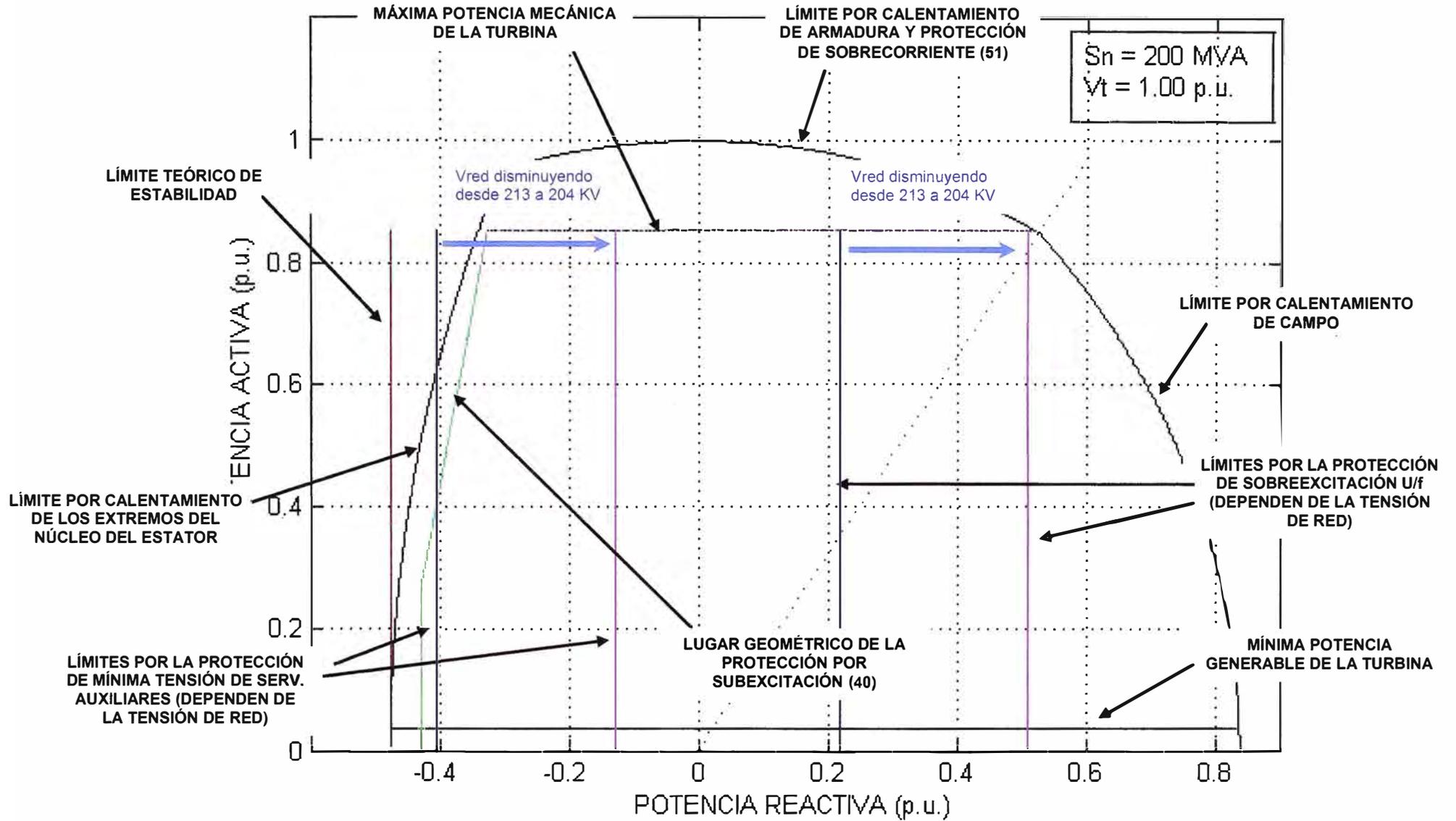


Figura 5.11. Curva de capacidad del generador de 200 MVA para la tensión nominal mostrando todos los lugares geométricos generados por los límites térmicos y protecciones aplicadas.

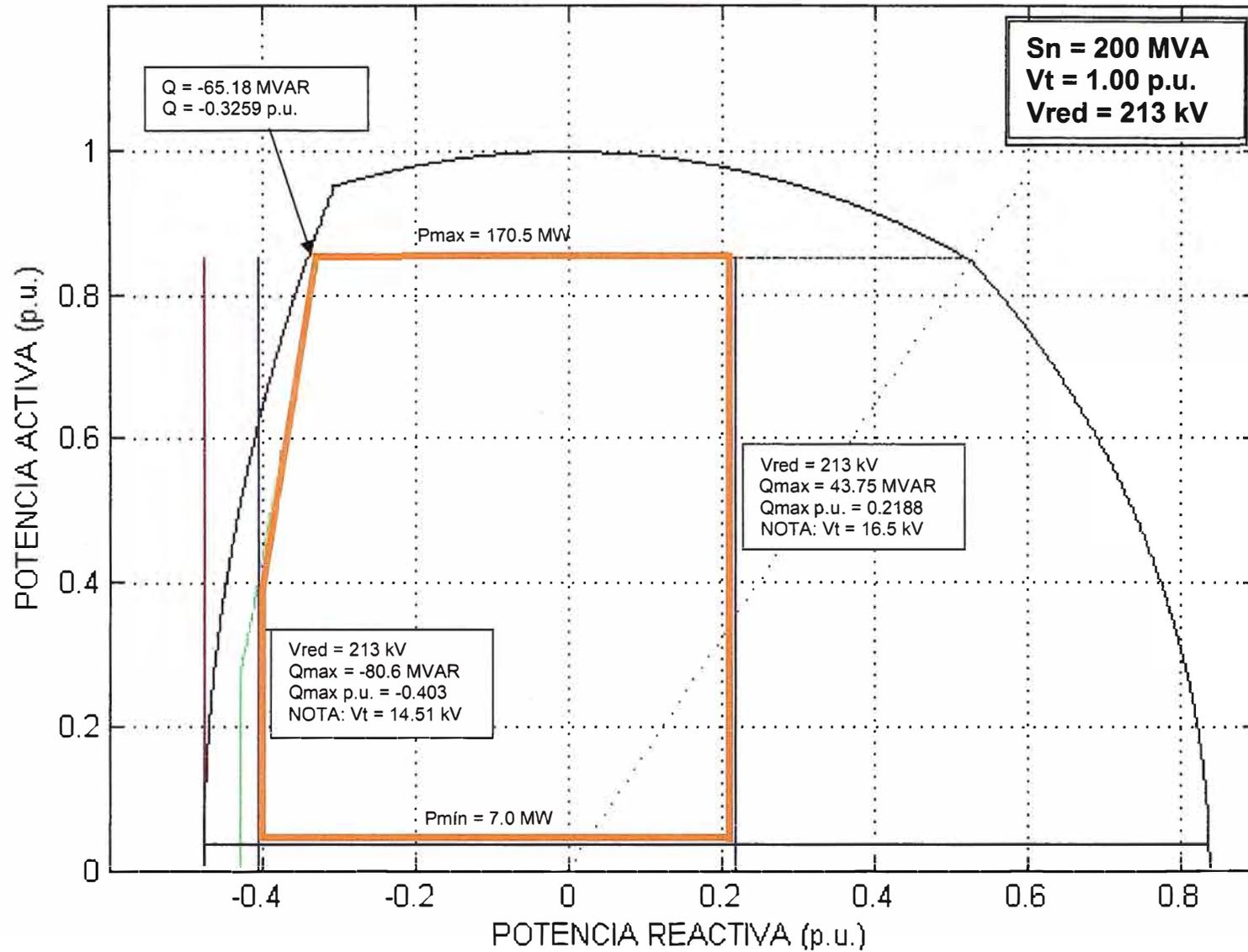


Figura 5.12. Curva de capacidad del generador de 200 MVA para tensión nominal con una tensión de red de 213 kV.

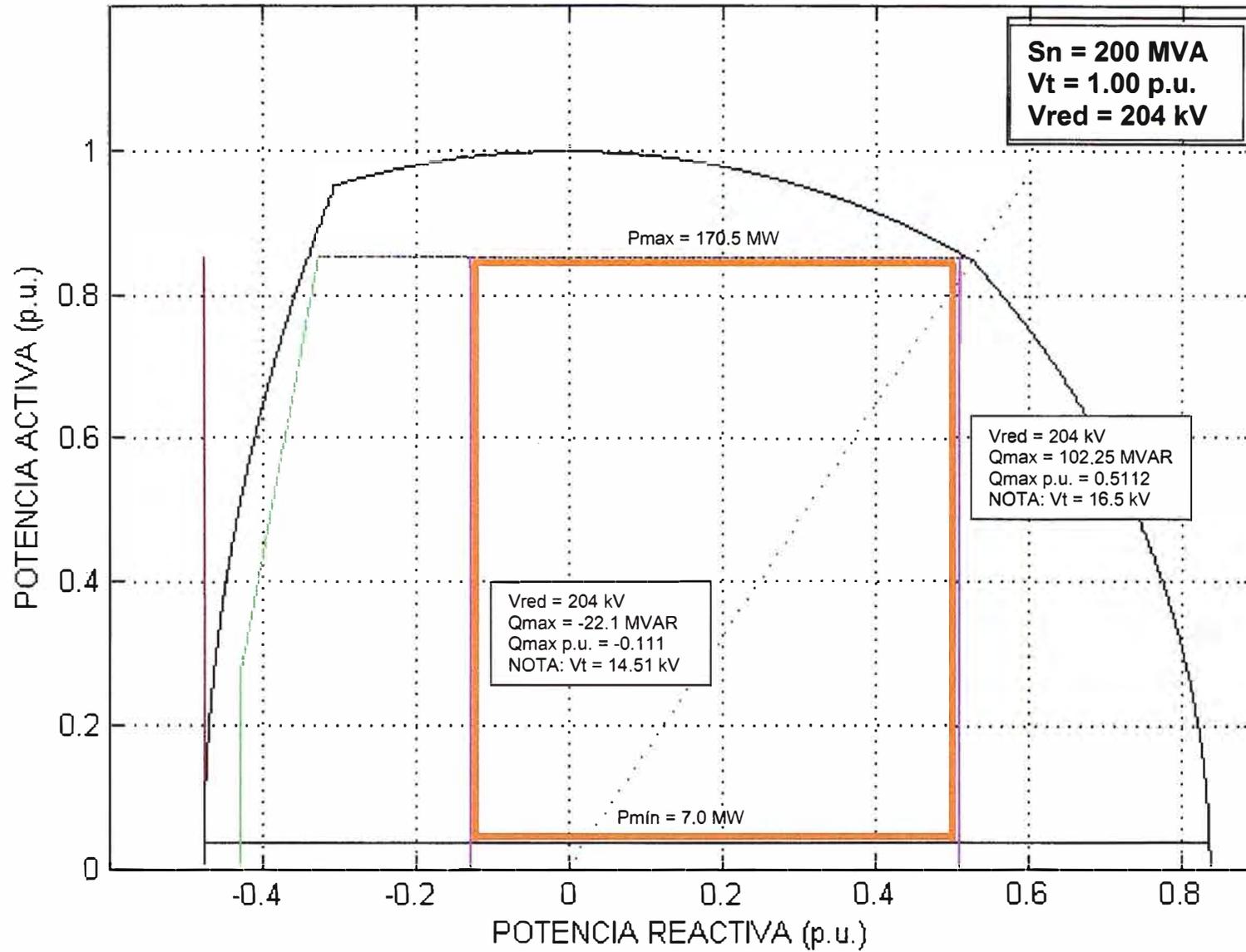


Figura 5.13. Curva de capacidad del generador de 200 MVA para tensión nominal con una tensión de red de 204 kV.

5.4. Resumen del capítulo

En el presente capítulo se han determinado las protecciones y efectos limitantes que influyen a la curva de capacidad del generador de 200 MVA, causando la restricción de los límites que ésta plantea. Inicialmente se seleccionaron las funciones de protección del generador, de los servicios auxiliares y las de capacidad de la máquina prima que causaban influencia directa sobre la curva; luego se halló un lugar geométrico para cada una de éstas en base a sus valores actuales de ajuste, para poder trazarlas sobre la curva de capacidad y así visualizar la restricción ubicando la intersección común a todas ellas.

Se determinó que la producción de potencia reactiva del generador está directamente influenciada por la tensión de la red de 220 kV (debido a la respuesta del regulador de voltaje del generador), por lo que las restricciones a curva de capacidad se ven influenciadas por el valor actual. Esto es especialmente claro para dos funciones de protección: la de Sobreexcitación U/f del generador, y la de Mínima Tensión de los servicios auxiliares. Se tomaron dos valores extremos de tensión de red: 213 kV (tensión operativa de la subestación a la cual está conectado el generador) y 204 kV (valor más bajo de tensión observado durante los últimos años en la subestación). Por este motivo se muestran por separado las curvas de capacidad (con las restricciones debidas a las protecciones) para cada uno de estos dos estados.

CAPÍTULO VI

EVENTOS OCURRIDOS QUE VALIDAN LOS LÍMITES DE LA CURVA DE CAPABILIDAD DEL TURBOGENERADOR DEBIDO A SUS AJUSTES DE PROTECCIÓN

Durante la operación comercial del turbogenerador de 200 MVA se han presentado diversos eventos que han mostrado su operación en situaciones consideradas anormales, permitiendo observar su comportamiento frente a altos cambios en su generación de potencia reactiva por diversos motivos.

Para este capítulo se han seleccionado dos eventos en los que estuvo involucrada la unidad generadora a la que pertenece el generador de 200 MVA analizado en este informe, para poder observar su comportamiento en ambas zonas: la de sobreexcitación y la subexcitación. Uno de estos eventos mostrará también la validez de las precauciones recomendadas en este informe para evitar la actuación de las funciones de protección.

6.1. Eventos Ocurridos durante la Operación del Generador de 200 MVA

6.1.1. Evento N° 01 – Actuación de la protección de sobreexcitación U/f

Fecha y hora: 15/12/2005 23:00 h

Unidad: TG3 – C.T. Ventanilla

Descripción del evento:

Desconexión de la unidad por actuación de su protección de Sobreexcitación U/f (59/81), debido a falla de un transformador de tensión auxiliar.

La unidad se encontraba operando en régimen estable en una hora valle, por lo que no existían perturbaciones relevantes en la red. Los parámetros operativos de la unidad antes de iniciado el evento se muestran en la Tabla N° 6.1.

TABLA N° 6.1. Parámetros operativos de la unidad TG3 antes de iniciado el evento N° 01

COND.	Tensión de red (kV)	Potencia Activa (MW)	Potencia Reactiva (MVAR)	Voltaje en Bornes (kV)	Corriente de excitación (A)	Voltaje de barra SSAA (kV)
A	212	155	42	16.40	860	N.D.

- N.D.: Sin datos. En la fecha del evento el transductor de tensión de la barra se servicios auxiliares del generador se encontraba fuera de servicio por falla de un módulo.

Intempestivamente se produce la falla de un transformador de tensión utilizado por el sistema de regulación de voltaje, la señal de valor actual de tensión empieza a disminuir y el regulador de voltaje inicia la inyección de corriente de excitación para recuperar la “pérdida” de voltaje que observaba; la tensión en bornes del generador se incrementa desde 16.4 hasta 16.8 kV en un segundo, y la potencia reactiva desde 41 MVAR hasta 77 MVAR. La evolución de las principales variables del proceso se muestran en la figura 6.1.

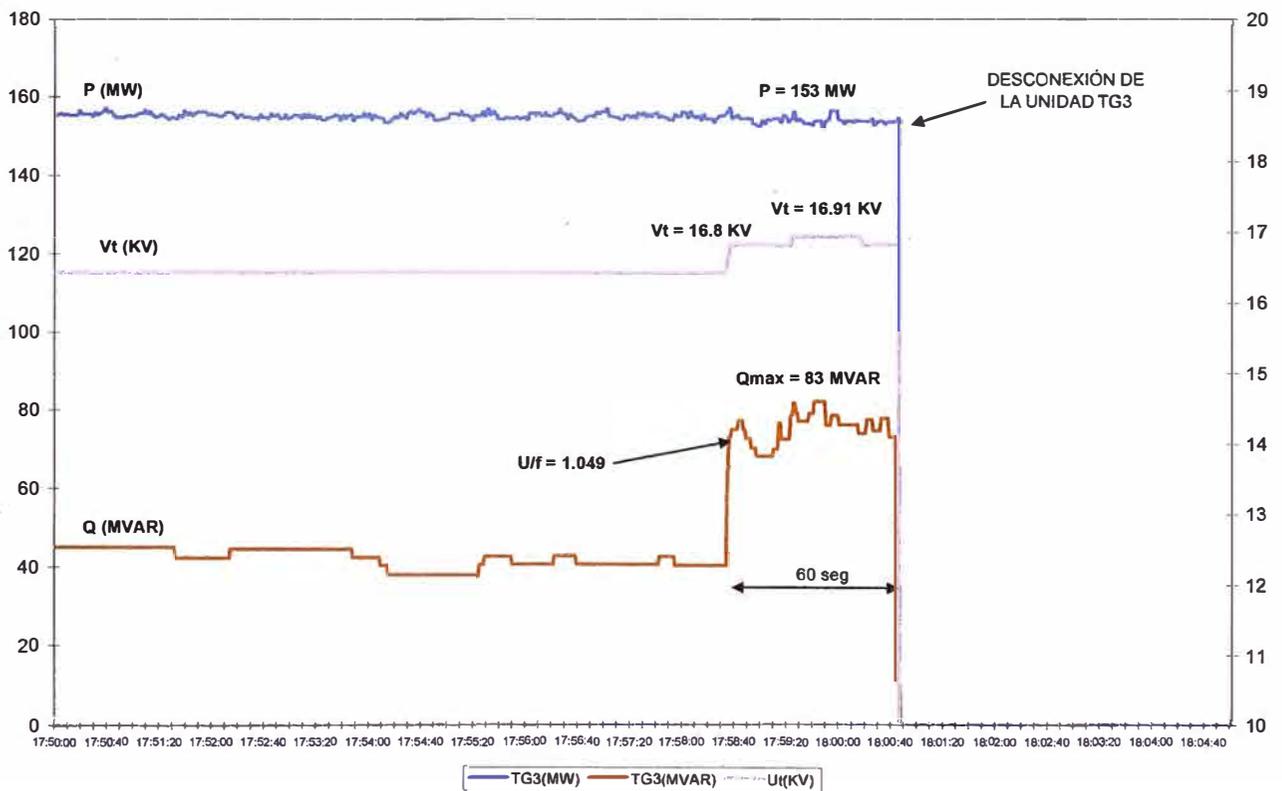


Figura 6.1. Evolución de los parámetros operativos de la unidad TG3 durante el Evento N° 01, ocurrido el 15/12/2005.

A. Análisis del evento:

El equipo de excitación y el regulador automático de voltaje observaron una caída sostenida de tensión en bornes del generador (causada por la falla del transformador de potencial), por lo que se produjo la inyección intempestiva de corriente de excitación desde 860 hasta 1010 A, produciéndose el aumento de tensión generada y potencia reactiva producida. Al alcanzarse 16.8 kV, el cociente $U_{p.u.} / f_{p.u.}$ utilizado por la protección de Sobreexcitación U/f alcanza el valor 1.049, arrancando a la protección (ajustada en 1.05) e inicia el conteo de los 60 segundos para el disparo de la unidad. Durante este tiempo, el generador llega a alcanzar 82 MVAR de potencia reactiva (con tensión generada de 16.91 kV), alcanzando el límite impuesto por el propio equipo de excitación para la tensión. Al permanecer activa la falla luego del tiempo de retardo, la unidad desconecta del sistema a las 23:00h.

B. Correspondencia del evento con los límites de la curva de capacidad:

Del análisis realizado en la sección 5.2.2, se determinó que la máxima tensión generada aceptable para evitar la actuación de la protección de Sobreexcitación U/f del generador es **16.5 kV**; durante el Evento N° 01 *este límite fue sobrepasado y la actuación de la protección se dio como correctamente se esperaba*. Por otro lado, la tensión de red al momento del evento fue 212 kV, entonces utilizando la ecuación 5.3 se determina que la potencia reactiva límite es **50.25 MVAR** en caso la tensión generada hubiese alcanzado el límite máximo de 16.5 kV, que en este caso fue largamente sobrepasado; por lo tanto, al haberse alcanzado 82 MVAR durante el evento, *el límite máximo de generación de potencia reactiva para operar con seguridad fue sobrepasado*, lo que causó que el generador opere en una zona insegura y termine por ser desconectado del sistema por actuación de sus protecciones. La acción del operador debió haber sido reducir la tensión del generador hasta un punto por debajo del límite máximo (debajo de 16.5 kV, y observar que la generación de reactivos se encuentre por debajo de 50.25 MVAR, dependiendo de la tensión de red en ese momento), pero esto último no fue posible durante el evento por la falla franca de un equipo.

6.1.2. Evento N° 02 – Máxima subexcitación histórica del generador

Fecha y hora: 12/08/2006 16:13 h

Unidad: TG3 – C.T. Ventanilla

Descripción del evento:

Rápida subexcitación del generador debido a las elevadas tensiones en las barras de la zona de Lima por la desconexión intempestiva de las centrales del C.H. Mantaro.

La unidad se encontraba operando en régimen estable a carga parcial por pruebas de puesta en servicio de una nueva unidad de la Central durante un día de baja demanda; la tensión de red permanecía estable. Los parámetros operativos de la unidad antes del evento se muestran en la Tabla N° 6.2.

TABLA N° 6.2. Parámetros operativos de la unidad TG3 antes de iniciado el evento N° 02

COND.	Tensión de red (kV)	Potencia Activa (MW)	Potencia Reactiva (MVAR)	Voltaje en Bornes (kV)	Corriente de excitación (A)	Voltaje de barra SSAA (kV)
A	212	110	32	16.20	N.D.	N.D.

- N.D.: Sin datos. La información histórica del día del evento tiene actualmente problemas para ser accesada; para este informe se utilizó la información del reporte elaborado en la fecha del evento.

Durante maniobras que se efectuaban en equipos del patio de llaves de la C.H. Restitución se produce una falla que desconecta a todas las unidades de dicha central y a las de la C.H. Mantaro; la pérdida de generación (cercana a 800 MW) ocasiona efectos sobre todo el sistema eléctrico, apareciendo sobretensiones de hasta 224 kV en la zona de Lima. La evolución de las principales variables del proceso de la unidad se muestran en la figura 6.2.

A. Análisis del evento:

La pérdida de un gran centro de generación alejado de la carga principal (localizada en Lima) produjo sobretensiones en toda la zona de Lima debidas a la gran cantidad de potencia reactiva aparecida a causa de las líneas de conexión con la C.H. Mantaro que quedaron energizadas en vacío. La acción del regulador de voltaje del generador de 200 MVA respondió a esta sobretensión disminuyendo la corriente de excitación, y con ella la potencia reactiva, pasando esta última de 32 MVAR a -35 MVAR, manteniendo

subexcitado al generador alrededor de ese punto. Éste, luego del gran transitorio inicial, se comportó establemente mientras duraron las maniobras de reducción de tensión de la red (aproximadamente 15 minutos), sin presentarse luego anomalías que reportar.

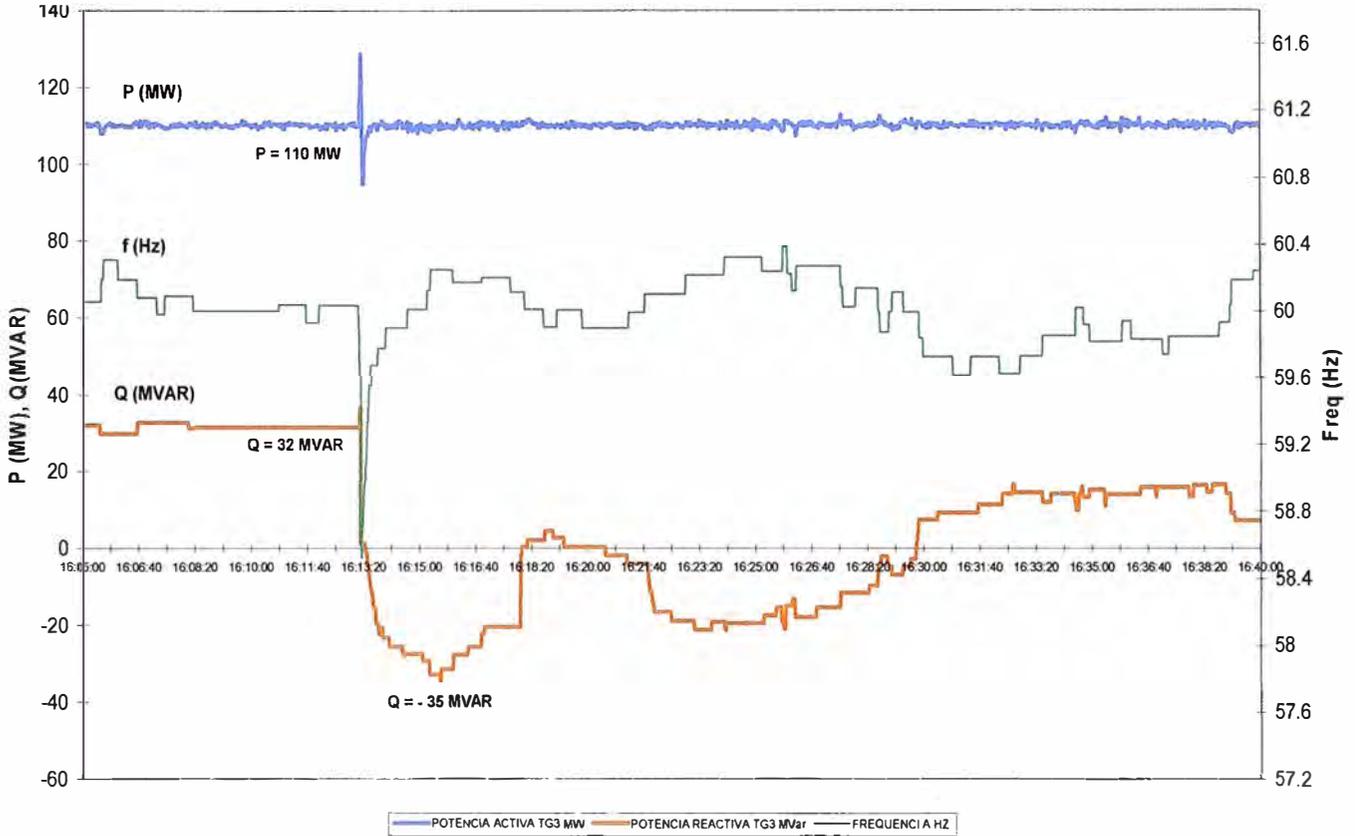


Figura 6.2. Evolución de los parámetros operativos de la unidad TG3 durante el Evento N° 02, ocurrido el 12/08/2006.

B. Correspondencia del evento con los límites de la curva de capacidad:

La tensión de red antes del evento fue 212 kV; utilizando la ecuación 5.2 se calcula que la potencia reactiva generada debido a la respuesta del regulador de voltaje del generador debía ser 31.5 MVAR, lo cual es coherente con los parámetros reales antes del evento. Al momento de la ocurrencia la inyección de reactivos por las líneas energizadas en vacío incrementó rápidamente las tensiones en las barras de Lima a valores superiores a 220 kV. La tensión en la subestación Ventanilla alcanzó 221 kV; por lo que, utilizando la ecuación 5.2 se calcula que la potencia reactiva debió disminuir desde 32 MVAR hasta -27 MVAR, para luego evolucionar hasta los -35 MVAR que alcanzó finalmente el generador, este comportamiento puede notarse en la figura 6.2.

La subexcitación alcanzada durante el evento fue crítica al haber aparecido en la red un valor de tensión completamente fuera del estándar operativo (213 kV); para este caso, el límite de la mínima potencia reactiva para la operación estable del generador ya no puede ser calculado con la ecuación 5.3, pues esta mostrará el valor límite de potencia reactiva en la zona de subexcitación en caso de que la red se encontrara con 221 kV y en ese momento se disminuyera la tensión generada desde 16.2 hasta 14.51 kV, mostrando como valor mínimo límite de potencia -143.63 MVAR. Como esto es incongruente con los límites de la curva de capacidad, el límite de subexcitación para este evento en particular vendrá dado por la curva de subexcitación de la protección del generador; sin embargo, si durante el período de subexcitación, para intentar revertirla se hubiese incrementado manualmente el ajuste del valor de tensión generada hasta los 16.5 kV máximos, la máxima potencia reactiva posible de generar hubiera sido -16.25 MVAR. La curva de capacidad con los límites para las condiciones del evento, así como el punto operativo durante el momento de la máxima subexcitación se muestran en la figura 6.3.

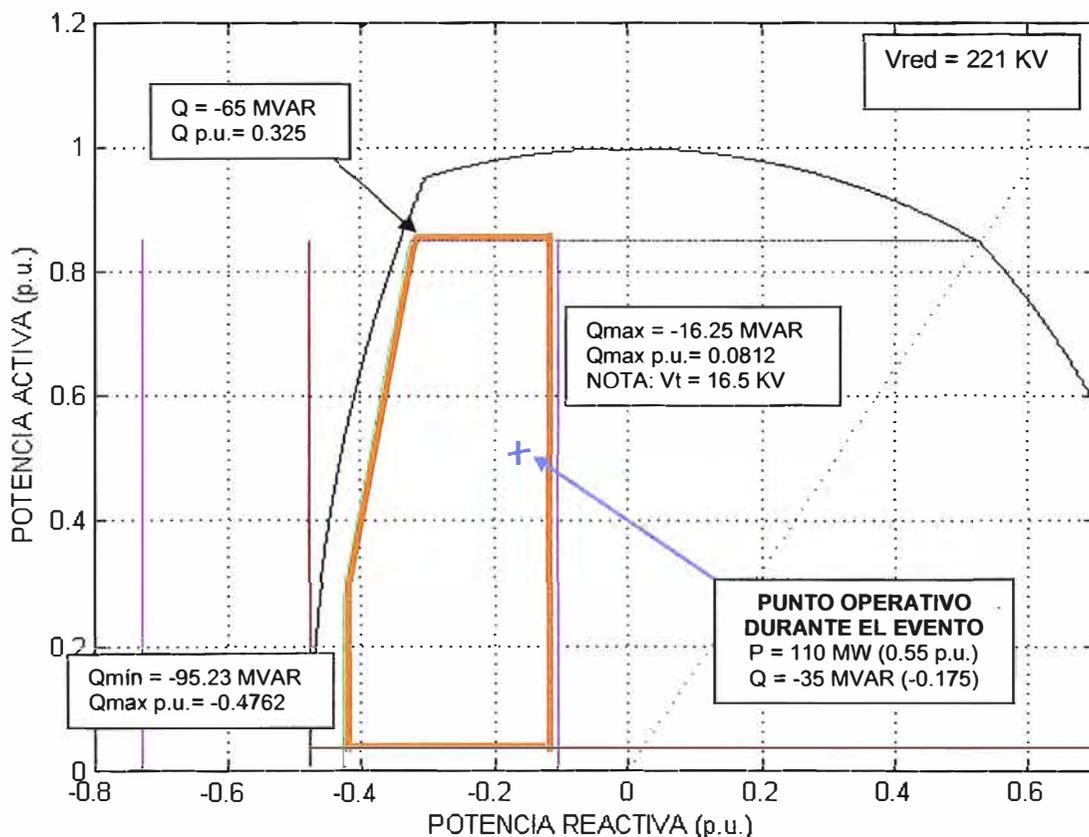


Figura 6.3. Curva de capacidad del generador de 200 MVA con los límites operativos debido a las condiciones de red (221 kV)

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

Finalizado el informe y al haberse profundizado el análisis de las restricciones a la curva de capacidad debido a los límites de protección, se han podido extraer varias conclusiones, las cuales se muestran a continuación:

1. La curva de capacidad proporciona gráficamente la región donde es posible la operación de un generador eléctrico sin exceder sus límites térmicos ni de estabilidad. Es una herramienta imprescindible para realizar la correcta operación de un generador, por lo que los operadores de centrales eléctricas se basan en ella para verificar que los generadores se encuentren operando siempre en zonas seguras para el proceso y el equipo, y toman acciones correctivas cuando por algún motivo el punto de operación excede los límites que la curva impone.
2. La curva de capacidad de los generadores eléctricos que proveen los fabricantes indica las fronteras impuestas por los límites de calentamiento de los bobinados rotórico y estatórico, así como el límite de estabilidad. Sin embargo, las protecciones del generador, la máquina prima, los equipos auxiliares, así como las condiciones de la red a la cual se conecta el generador imponen también sus límites y terminan por restringir las zonas de operación segura del generador a unos límites inferiores a los de la curva de capacidad inicial; por ello es necesario realizar un análisis de todos estos aspectos para obtener con confiabilidad los límites realmente aplicables de la curva de capacidad del generador, tal que esta permita a los operadores contar con una curva que considere los límites impuestos por las protecciones del generador, para poder optimizar el uso de la capacidad del equipo sin dañarlo ni arriesgarlo.

3. La tensión de la red es una variable especialmente importante en este análisis pues las variaciones en ésta se reflejan en los bornes del generador haciendo que su regulador automático de voltaje varíe la inyección de corriente de excitación para mantener la tensión generada alrededor del punto de ajuste; esto causa que el generador se encuentre inyectando distintos valores de potencia reactiva aún manteniendo permanentemente la misma tensión en sus bornes. Por este motivo las restricciones a la curva de capacidad obtenidas en este informe están parcialmente en función de la tensión de la red, la que debe ser una variable permanentemente monitoreada por los operadores de las centrales eléctricas.
4. Los parámetros que terminan por restringir los límites de la curva de capacidad son las tensiones máximas y mínimas con las que puede operar el generador, debido a los ajustes de sus propias protecciones, como a los de sus equipos auxiliares. Así, este informe muestra cómo el límite de máxima generación de potencia reactiva viene siempre relacionado al valor máximo de tensión generada que permite el ajuste de la protección de Sobreexcitación U/f del generador, mientras que el límite de mínima potencia reactiva está dado por la protección de mínima tensión de la barra de servicios auxiliares o por la característica de la protección de Subexcitación del generador.
5. El análisis realizado en este informe puede ser utilizado por el equipo de operación de cualquier central eléctrica para reconocer e interiorizar la necesidad de restringir sus actuales límites de generación de reactivos en base a un análisis similar que considere sus propias particularidades, con el objetivo de construir unos límites confiables a sus curvas de capacidad que aseguren la continuidad de su proceso productivo y el buen estado de sus equipos.

Recomendaciones

Para aumentar la utilidad del análisis realizado en este informe se recomienda realizar las siguientes extensiones de éste, que ayudarán a profundizar el análisis de los límites de las curvas de capacidad y aportarán sus resultados al proceso industrial real:

1. Desarrollar un programa interfase que enlace los datos del sistema scada que controla al generador de 200 MVA con un programa de estructura similar al que se utilizó para ubicar las restricciones a los límites de la curva de capacidad en este informe. De este modo, con la información en tiempo real, los operadores podrían observar continuamente cómo varían los límites de la curva de capacidad en base a su tensión generada y la tensión de la red, así como la ubicación del punto de operación actual de la unidad, para así poder prever acciones correctivas con anticipación o de ser el caso, decidir adecuadamente, con rapidez y suficiente información centralizada las acciones a seguir ante la ocurrencia de un evento que pueda poner en peligro a la instalación o al proceso de generación.
2. Realizar un análisis similar al efectuado en este informe para otras unidades generadoras en las que aún se continúa utilizando la curva de capacidad original proporcionada por el fabricante, a fin de definir si es necesario replantear los límites de su curva en base a sus funciones de protección y límites de equipamiento auxiliar.

ANEXO A

METODOLOGÍA PARA CALCULAR EL LÍMITE DE ESTABILIDAD DE LA MÁQUINA SÍNCRONA DE POLOS SALIENTES

Vista la importancia de definir adecuadamente un límite de subexcitación que evite poner en riesgo la operación o a la máquina misma, y ante la falta de un estándar a seguir, una posibilidad es utilizar la metodología para la obtención del límite práctico de estabilidad descrita en [4] y [7]. Este documento utiliza las ecuaciones y diagramas para un generador de polos salientes (X_d , X_q), con los cuales el límite teórico de estabilidad para la región de subexcitación del generador viene dada por la unión de varios puntos de unas cardioides llamadas “limaçon de Pascal”, como se muestra en la figura A.1, proveniente de [4]. Cuando se desea transformar dicho gráfico para aplicarlo a un generador de rotor cilíndrico, el punto ‘n’ de la figura A.1 se desplaza hacia el punto $(-V/X_d)$, y la curva que definía el límite teórico de estabilidad se transforma en una línea recta vertical que pasa por el mismo punto $(-V/X_d)$, siendo éste el nuevo límite teórico de estabilidad.

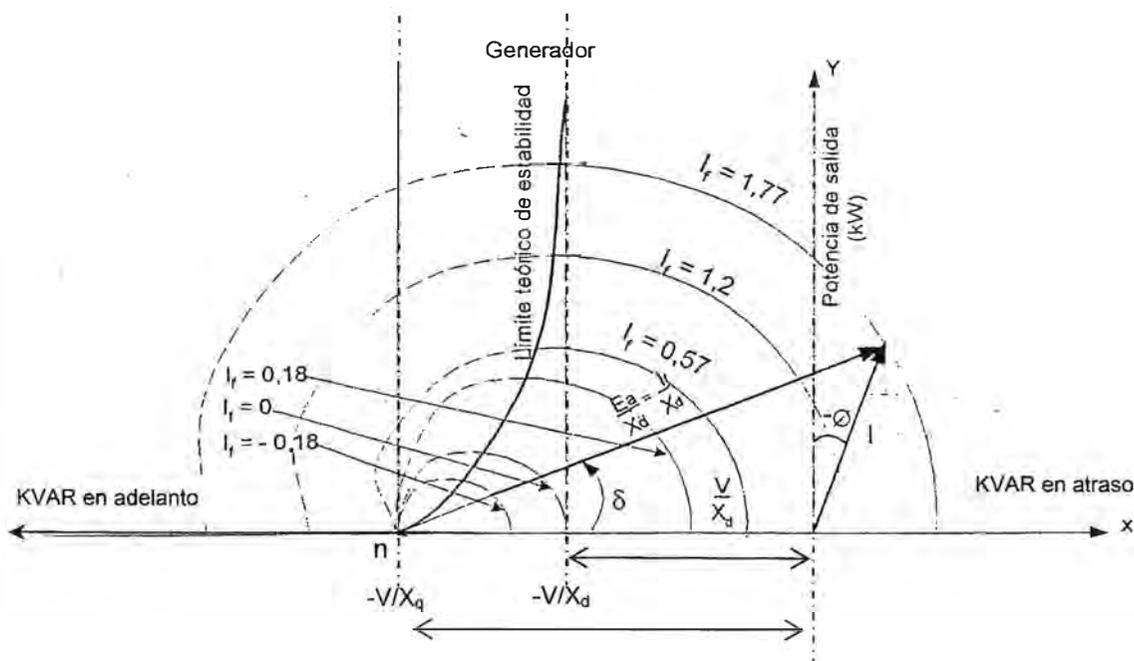


Figura A.1. Curvas obtenidas para distintos valores de corriente de excitación (I_f) constante. Se muestra el límite teórico de estabilidad para la máquina síncrona con rotor de polos salientes.

Figura extraída de [4]

Para establecer el límite de mínima excitación (donde teóricamente la corriente de excitación en corriente continua del generador es cero), la figura A.1 muestra cardioides para diferentes corrientes de campo o excitación (I_f), nótese aquella que indica corriente de excitación nula $I_f = 0$. Esa figura vendría a ser el límite de mínima corriente de excitación del generador para un rotor de polos salientes. Cuando se desea aplicar esto al rotor cilíndrico, las abscisas extremas de esta última cardioide pasan a ser un mismo punto (porque para este caso: $X_d = X_q$), y así el límite teórico de mínima corriente de excitación se transforma en el punto $(-V/X_d, 0)$.

Ahora bien, por los peligros expuestos líneas arriba, no es seguro determinar los límites de la zona de subexcitación de la curva de capacidad del generador síncrono basándonos directamente en límites teóricos, razón por la cual se deben determinar límites “prácticos” que se alejen de los límites teóricos. Para esto tomamos las consideraciones expuestas en [4], las cuales implican:

- **Para el límite de estabilidad:** cambiar el límite teórico (recta vertical en $(-V/X_d)$) por una función que es solución a una ecuación de cuarto grado, la cual se obtiene de buscar una curva que se aleje del límite teórico un 10% de la potencia nominal del generador.
- **Para el límite de mínima corriente de excitación:** en el caso del rotor de polos salientes, se cambia la cardioide de $I_f = 0$ de la figura A.1 por una circunferencia con radio superior en un 5% de la potencia nominal del generador al radio que aproximadamente posee dicha cardioide. En el caso del rotor cilíndrico, al ser un punto el límite teórico, no hay consideración adicional válida y éste se mantiene tal cual.

El límite práctico de estabilidad para la zona de subexcitación, según [7] está dado por la ecuación A.1.

$$P_{\max} = \sqrt{\left(\frac{V_t^2}{X_q} + Q\right)^3} / \left(\frac{V_t^2}{X_d} - Q\right) \quad (\text{A.1})$$

Esta ecuación está claramente definida para el modelo de máquina síncrona de polos salientes (utiliza reactancias X_d y X_q), por lo que esta expresión para la máquina de rotor cilíndrico ($X_d = X_q$) está dada por la ecuación A.2.

$$P_{\max} = \sqrt{\left(\frac{V_t^2}{X_d} + Q\right)^3 / \left(\frac{V_t^2}{X_d} - Q\right)} \quad (\text{A.2})$$

Con estas consideraciones, la curva de capacidad entregada por los fabricantes debería contar con las zonas mostradas en la figura A.2.

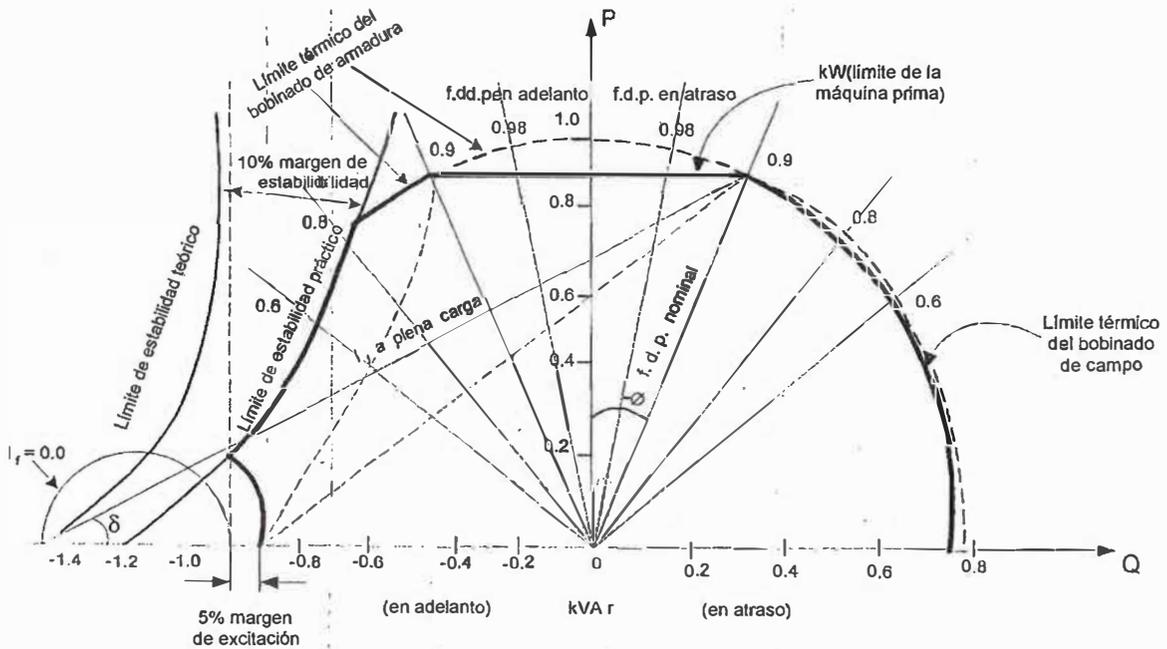


Figura A.2. Curva de capacidad para un generador síncrono de polos salientes

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Beckwith Electric Co., “Tutorial IEEE de Protección de Generadores Síncronos”, IEEE Power System Education Comitee – EE.UU., 2001.
- [2] J. Grainger, W. Stevenson Jr., “Análisis de Sistemas de Potencia”, McGraw-Hill – EE.UU., 1996.
- [3] Westinghouse Electric Corporation, “Project application specification for a WESTAC 2-96x115 Air cooled generator – EDEGEL 100 MW Expansion Project”, Westinghouse – USA, 1996.
- [4] Z. Ñaupari, “Cálculo de los Límites de Estabilidad Permanente de la Máquina Síncrona”, Tesis de Grado UNI - Perú, 1998.
- [5] Siemens, Manuales de Relés Multifunción SIPROTEC modelos 7UM511, 7UM512, 7UM515, 7UM516, 7UT512.
- [6] Siemens Abengoa, “CJN.1.01+ Product Manual: Static Frequency Converter / Static Excitation Equipment Cabinets for Ventanilla Project”, Siemens, 1997.
- [7] Z. Ñaupari, M. Bedriñana, L. Paucar, “Evaluación de la Operación del Generador Síncrono basado en la Formulación Matemática de la Curva de Capacidad”, XVII CONIMERA - Perú, 2007.
- [8] R. Dickson, “Application Guide for the choice of Protective Relays”, CEE - USA, 1988.
- [9] Siemens, “Applications for SIPROTEC protection relays”, 2005.
- [10] Siemens Abengoa, “MKA.1.01+ Product Manual: Turbogenerator description for Ventanilla Project”, Siemens, 1997.
- [11] M. Adibi, D. Milanicz, “Reactive Capability Limitation of Synchronous Machines”, IEEE/PES 1993 Winter Meeting – USA, 1993.
- [12] G. La Torre, “Determinación de las Cartas de Operación de las unidades de EDEGEL mediante pruebas y software”, Tesis de Grado UNI – Perú, 2004.
- [13] Ministerio de Energía y Minas, “Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) - D. S. N° 020-97-EM”, MINEM - Perú, 1997.

- [14] P. Kundur, “Power System Stability and Control”, McGraw-Hill - USA, 1993.
- [15] J. H. Walker, “Operating Characteristics of Salient Pole Machines”, IEEE Proceedings Vol. 112 No. 5 May 1965, 1952.
- [16] A. Fitzgerald, Ch. Kingsley, S. Umans, “Máquinas Eléctricas”, McGraw Hill – EE.UU., 2004.
- [17] J. Bucciero, M. Terbrueggen, “Interconnected Power System Dynamics Tutorial”, KEMA-ECC Inc. – USA, 1998.
- [18] A. Murdoch, M D’Antonio, “Generator Over Excitation Capability and Excitation System Limiters”, IEEE/PES 2001 Winter Meeting, 2001.