



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“MODELADO DE LA COORDINACIÓN ENTRE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE VOLTAJE Y LAS PROTECCIONES DE GENERADOR SÍNCRONO MEDIANTE SIMULACIÓN”

TRABAJO DE TITULACIÓN

Previo a la obtención del Título de:

MAGISTER EN ELECTRICIDAD

MENCIÓN: SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

ANDRÉS ENRIQUE JACHO ALVARADO
MISSAEL WLADIMIR FAJARDO FARIAS

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2021

DEDICATORIA

Este proyecto lo dedico con mucho entusiasmo a mi pequeña gran familia Jenni, Saúl y Michelle; las personas por las que debo ser grande.

Dedico mis esfuerzos de crecer como profesional, mientras estudio y trabajo, porque no hay tiempo para detenerse.

Avanzando motivado a diario con mis inseparables compañeros de toda la carrera de ingeniería Andrés y Joseph, y la alegría que me inyecta mi señorita Ashley.

- Missael Fajardo Farias

Agradecido con Dios por culminar este grandioso proyecto, dedicado con mucha alegría a mis padres Arcesio Jacho y Luisa Alvarado, a mis hermanos Saúl, Dorys y Diego por su apoyo incondicional.

A mis amigos Joseph Guzmán, Missael Fajardo, Miri Lucero, Cinthia Ordoñez, Bárbara Tamayo y Alejandra Crespo; personas muy valiosas en mi vida y su amistad es una bendición, a ustedes va dedicado este proyecto.

- Andrés Jacho Alvarado

AGRADECIMIENTOS

Los autores estamos agradecidos de todas las instituciones y personas que hicieron posible este trabajo. Esta tesis nunca se hubiera completado sin la ayuda y el apoyo de las siguientes personas, de quienes estamos profundamente agradecidos.

A la M.Sc. Miriam Elizabeth Lucero Tenorio, tutora del trabajo de titulación por su disposición y apoyo invaluable en el desarrollo de este proyecto.

Al Dr. Carlos Villegas Guerrero, revisor de este trabajo, por su apoyo y útiles comentarios acerca de nuestro progreso en esta maestría.

A nuestros padres, familiares y amigos por su apoyo incondicional durante todo este proceso académico, y en cada día de nuestras vidas personales y profesionales.

TRIBUNAL DE EVALUACIÓN

Fernando Arturo Vaca Urbano
PROFESOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Miriam Elizabeth Lucero Tenorio
TUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Carlos Alberto Villegas Guerrero
PROFESOR REVISOR

RESUMEN

La falta de coordinación entre el sistema de control y las protecciones de un generador síncrono es el origen de varios problemas severos en la operación continua de la máquina, afectando a la confiabilidad de la generación debido a desconexiones indeseadas e innecesarias por actuación de las protecciones, ante situaciones que puedan ser reguladas por los controladores de la máquina.

Este trabajo de titulación tiene como objetivo establecer una estrategia de coordinación entre el sistema de control de voltaje y la protección de sobreexcitación de un generador, para lo cual se usó un sistema real de generador junto a sus controladores, que trabaje junto al sistema de protección y así evitar daños en el aislamiento de la máquina tanto en el rotor como en el estator, debido a un exceso de flujo magnético originado por operaciones más allá de los límites máximos del generador durante eventos emergentes, ya sean de tipo transitorios o de larga duración; también se plantean pruebas necesarias para validar la correcta actuación coordinada de ambos sistemas.

Se realizó la coordinación de los limitadores de sobreexcitación y de sobreflujo magnético, que pertenecen al regulador de voltaje, con la protección de sobreexcitación. Para ello se analizaron normas y estándares de aplicación de controladores y protecciones de generador síncrono de rotor bobinado, para así determinar aquellos controladores necesarios para una correcta limitación de los valores máximos, y lograr que actúen en armonía con dicha protección asegurando la integridad del aislamiento de la máquina y la operación continua.

Los controladores y la protección fueron configuradas de acuerdo a los límites establecidos por los estándares, para luego ser probados mediante eventos en

un sistema de prueba formado por un generador, un enlace de transmisión y una red infinita. Dichos eventos fueron diseñados para obligar a la máquina a operar en valores cercanos a sus límites nominales y máximos, poniendo a prueba a los sistemas limitadores y de protección.

Los resultados obtenidos mostraron que los limitadores, aún con características teóricas, pueden limitar las variables correspondientes sin que los límites de la protección de tiempo inverso sean alcanzados y esta actúe, de manera que únicamente fue la etapa de tiempo definido la que actuó. Todos los resultados se evaluaron en escalas de tiempo para las comparaciones entre las competencias de los controladores y las protecciones.

Se pudo concluir que se garantiza que los límites de flujo magnético del generador no serán alcanzados mientras los sistemas limitadores y de protección estén funcionando de manera coordinada, siempre que se mantenga la protección habilitada. Los controladores pudieron limitar con éxito al flujo magnético entre los rangos de 105% y aproximadamente 121% sin que actúe la protección correspondiente.

Palabras clave: Controladores, coordinación, corriente de campo, flujo magnético, limitadores, regulador de voltaje, rotor, sobreexcitación, sobreflujo, voltios/hercios.

ABSTRACT

The lack of coordination between the control system and a synchronous generator protections is the origin of several important problems in the continuous operation of the machine, affecting the generation reliability due to unwanted and unnecessary disconnections for the protections' action, in the presence of situations that can be adjusted by the machine's controllers.

This thesis has the objective of establishing a coordination strategy between the voltage control system and the generator overexcitation protection, in order to work with the protection system, avoiding, in this manner, damages in the rotor and the stator machine's insulation, caused by an excess of the magnetic flow originated by the operations beyond the generator maximum limits during emerging transitory or long duration events. Furthermore, through this project they are proposed the required tests to validate the right coordinated action of both systems.

The coordination of overexcitation limiters and the magnetic overflow, both belonging to the voltage regulator, with the overexcitation protection was done. For this reason, the regulations and standards related to the application of the controllers and protections of the wound rotor synchronous generator were analyzed, with the aim of determining necessary controllers for a maximum values' accurate limitation, as for them to act in harmony with the protection, assuring the machine's insulation integrity.

The controllers and the protection were configured according to the limits established by the standards, for being then proven through events in a testing system created by a generator, a transmission link, and an infinite network. These events are designed to make the machine to operate in values that are near the nominal and maximum values, testing, in this way, the limiters and protection systems.

Obtained results have shown that the limiters, even with theoretical characteristics can demarcate the corresponding variables, without the inverse time protection values to be reached and so the inverse time protection just works in the determined time lapse. All the results were evaluated through time scales for the comparisons between controllers and protections competences.

It can be concluded that it is guaranteed that the generator magnetic flow limits won't be reached as long as limiter and protection systems are working in a coordinated way and the protection keeps enabled. The controllers could successfully limit the magnetic flow in the ranges of 105% and 121% approximately without the protection action.

Keywords: Controllers, coordination, field current, magnetic flow, limiters, voltage regulator, rotor, overexcitation, overflow, volts/hertz.

TABLA DE CONTENIDO

TRIBUNAL DE EVALUACIÓN	iv
RESUMEN	v
ABSTRACT	vii
TABLA DE CONTENIDO	ix
ABREVIATURAS	xi
SIMBOLOGÍA	xii
ÍNDICE DE FIGURAS	xiii
ÍNDICE DE TABLAS	xvi
CAPÍTULO 1	1
1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 Descripción del problema	1
1.2 Justificación del problema	1
1.3 Objetivos	2
1.3.1 Objetivo General	2
1.3.2 Objetivos Específicos	2
1.4 Marco teórico	2
1.4.1 Limitador de sobreexcitación	7
1.4.2 Limitador de sobreflujo magnético	11
1.4.3 Modelo del regulador de voltaje	13
1.4.4 Modelo del transductor de voltaje	14
1.4.5 Modelo del regulador de velocidad	15
1.4.6 Protección de sobreexcitación	17
CAPÍTULO 2	20
2 METODOLOGÍA	20
2.1 Modelación en PowerFactory	21
2.1.1 Inicialización de variables	21
2.1.2 Modelo de Frame	23
2.2 Modelado del regulador de voltaje y sus mallas limitadoras	25
2.2.1 Modelado del OEL	25

2.2.2	Modelado del limitador V/Hz	27
2.2.3	Modelado del transductor de voltaje	28
2.2.4	Modelado del AVR	29
2.3	Modelado del regulador de velocidad	31
2.4	Modelado del sistema de prueba	32
2.5	Modelado de la protección de sobreexcitación	35
2.5.1	Modelado de la protección	36
2.5.2	Ajustes y parámetros de la protección de tiempo definido ANSI 24	37
2.5.3	Ajustes y parámetros de la protección de tiempo inverso ANSI 24	38
2.6	Conjunto de pruebas a los limitadores y protección ANSI 24	40
CAPÍTULO 3		42
3	RESULTADOS Y ANÁLISIS	42
3.1	Pruebas de los limitadores	42
3.1.1	Pruebas del OEL	42
3.1.1.1	Cortocircuito en la barra del generador	42
3.1.1.2	Inyección de carga reactiva	43
3.1.1.3	Prueba de escalón en la referencia del AVR	45
3.1.2	Resultados del OEL	47
3.1.3	Prueba del limitador V/Hz	47
3.1.4	Resultados del limitador V/Hz	48
3.1.5	Resultados de los limitadores V/Hz y OEL	50
3.2	Pruebas de la protección ANSI 24	51
3.2.1	Prueba a la protección de tiempo definido	51
3.2.2	Prueba a la protección de tiempo inverso	52
3.2.3	Resultados de pruebas a la protección ANSI 24	52
3.3	Resultados de pruebas a los sistemas coordinados	54
CAPÍTULO 4		57
4	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	57
	Conclusiones	57
	Recomendaciones	59
BIBLIOGRAFÍA		61

ABREVIATURAS

AC	<i>Alternating Current</i>
AGC	Control Automático de Generación
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i>
DC	<i>Direct Current</i>
DIGSILENT	<i>Digital Simulation and Electrical Network calculation program</i>
DSL	<i>DIGSILENT Simulation Language</i>
FLC	<i>Full Load Current</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
OEL	<i>Over Excitation Limiter</i>
PF	<i>Power Factor</i>
PSS	<i>Power System Stabilizer</i>
PV	<i>Power – Voltage</i>
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
TP	Transformador de Potencial

SIMBOLOGÍA

Efd	Señal de salida del AVR
Ifd	Corriente de campo
Iflm1	Referencia mayor de corriente de campo del OEL
Iflm2	Referencia menor de corriente de campo del OEL
T _M	Señal de salida del gobernador
Vc	Voltaje de salida del transductor de voltaje
Vhz	Señal de salida del limitador V/Hz
V _{OEL}	Señal del OEL dentro del AVR
Vref	Referencia de voltaje del AVR
Vsob	Señal de salida del OEL
Vt	Voltaje de los terminales del generador
Vzlm	Referencia de flujo magnético del limitador V/Hz
W	Velocidad en p.u. de la máquina síncrona
Wref	Referencia de velocidad del generador

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Concepto básico de la coordinación entre el control y protecciones de un generador (Pajuelo, 2015)	3
Figura 1.2. Diagrama funcional de bloques del sistema de control de la excitación de un generador síncrono (Kundur, 1994)	4
Figura 1.3. Circuitos de protección y sistema de protección de una excitatriz (Kundur, 1994)	5
Figura 1.4. Curva típica de capacidad de un generador síncrono de rotor bobinado (Piardi, Pesent, Otto, & Ramos, 2013)	6
Figura 1.5. Coordinación del OEL con la capacidad térmica del campo (Kundur, 1994)	9
Figura 1.6. Modelo Dinámico de un limitador de sobreexcitación (Kundur, 1994) (Piardi, Pesent, Otto, & Ramos, 2013)	9
Figura 1.7. Características límites del OEL (Kundur, 1994)	10
Figura 1.8. Modelo dinámico de un limitador V/Hz (Kundur, 1994) (Piardi, Pesent, Otto, & Ramos, 2013).....	12
Figura 1.9. Modelo IEEE ST6B (VOITH, 2016)	13
Figura 1.10. Modelo dinámico de un transductor de voltaje (Piardi, Pesent, Otto, & Ramos, 2013).....	15
Figura 1.11. Diagrama funcional de bloques de un controlador de velocidad de generador (Kundur, 1994).....	16
Figura 1.12. Modelo de gobernador IEEE G3 (NEPLAN, 2013)	17
Figura 1.13. Curvas de tiempo inverso de la capacidad de generador y de protección ANSI 24 (North American Electric Reliability Corporation, 2010)	19
Figura 2.1. Diagrama de flujo de la metodología empleada	20
Figura 2.2. Funciones de transferencia básicas (Pinta García, 2017)	22
Figura 2.3. Ejemplo de un Frame (Ullauri, Cepeda, & Arcos, 2014)	23
Figura 2.4. Modelo del Frame usado	24
Figura 2.5. Modelo del OEL usado	25

Figura 2.6. Sección “Equations” del OEL, ventana de parámetros	26
Figura 2.7. Configuración de parámetros del OEL	27
Figura 2.8. Modelo del limitador V/Hz desarrollado	27
Figura 2.9. Sección “Equations” del limitador V/Hz, ventana de parámetros	28
Figura 2.10. Configuración del limitador V/Hz	28
Figura 2.11. Modelo del transductor de voltaje a emplear	28
Figura 2.12. Modelo del AVR a emplear	30
Figura 2.13. Sección “Equations” del AVR	30
Figura 2.14. Configuración del AVR	31
Figura 2.15. Modelo del gobernador a emplear	31
Figura 2.16. Configuración del gobernador	32
Figura 2.17. Sistema de prueba del generador con sus controladores	33
Figura 2.18. Punto de operación del generador a probar (Pajuelo, 2015)	35
Figura 2.19. Operación en estado estacionario	35
Figura 2.20. Modelo de protección ANSI 24	36
Figura 2.21. Curva de operación de tiempo definido	37
Figura 2.22. Parámetros y ajustes de la ANSI 24 de tiempo definido	37
Figura 2.23. Curva de operación de tiempo inverso	38
Figura 2.24. Parámetros y puntos de la curva de tiempo inverso	39
Figura 2.25. Ajustes de la ANSI 24 de tiempo inverso	39
Figura 2.26. Pruebas de la protección de tiempo inverso con diferentes Dial de tiempo	40
Figura 3.1. Señal de salida del OEL, cortocircuito	42
Figura 3.2. Corriente de excitación, cortocircuito	43
Figura 3.3. Señal de salida del OEL, inyección de 200MVAR	44
Figura 3.4. a) Corriente de excitación como factor de la FLC b) Corriente de excitación, prueba de inyección de 200MVAR	44
Figura 3.5. a) Corriente de excitación como factor de la FLC b) Corriente de excitación, prueba de inyección de 30MVAR	45
Figura 3.6. Señal de salida del OEL, escalón en referencia del AVR	46

Figura 3.7. a) Corriente de excitación como factor de la FLC b) Corriente de excitación, prueba de escalón en referencia del AVR.....	46
Figura 3.8. a) Señal V/Hz en terminales del generador b) Señal de salida del limitador V/Hz, escalón en referencia del AVR	48
Figura 3.9. Coordinación del limitador V/Hz y de la protección	49
Figura 3.10. Coordinación de los sistemas limitadores y de protección	50
Figura 3.11. a) Señal de la relación V/Hz b) Señal binaria del relé	51
Figura 3.12. Señales de V/Hz y salida del relé.....	52
Figura 3.13. Comparación de curvas simulada y teórica.....	53
Figura 3.14. Límite de efectividad del limitador V/Hz	54

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Capacidad de corto tiempo de la corriente de campo (American National Standards Institute, 1977).....	8
Tabla 1.2. Ejemplo de curva de capacidad V/Hz de un generador de rotor bobinado (North American Electric Reliability Corporation, 2010).....	18
Tabla 2.1. Datos de placa de unidad hidráulica Paute AB (VOITH, 2016).....	34

CAPÍTULO 1

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Descripción del problema

Las unidades generadoras síncronas tienen una fundamental importancia en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), representando una gran parte de la generación de energía eléctrica del sistema. Estas máquinas están expuestas a operar en condiciones anormales de tipo transitorias, las cuales son capaces de provocar cambios en los niveles de excitación de la máquina, dichas condiciones deben ser identificadas y eliminadas con la finalidad de evitar daños severos. Durante estos eventos, el generador puede llegar a operar de modo sobreexcitado, donde se podría encontrar un conflicto de competencias entre los límites definidos en el sistema de control de excitación de la máquina y los respectivos ajustes de su sistema de protección, específicamente sobre la protección de sobreexcitación, asociada al flujo magnético y denominada como protección Voltios/Hercios (V/Hz).

1.2 Justificación del problema

En los generadores eléctricos existen protecciones las cuales no establecen ninguna comunicación o coordinación con la parte de control; sin embargo existen controles que, al establecer una cierta coordinación con funciones de protección del generador, permitirían mejorar la confiabilidad del SEP. Particularmente la protección de sobreexcitación (V/Hz, función ANSI 24) puede estar coordinada con las respectivas mallas de control de limitación de un AVR (Regulador Automático de Voltaje, por sus siglas en inglés). Para lograr esto, y como parte de este trabajo de tesis, se buscará una estrategia de coordinación entre las partes del control y de protección, a través de simulación digital. Llegando a tener como resultado la determinación de

buenas prácticas para que dicha coordinación sea empleada en casos reales de operación de unidades de generación interconectadas al sistema eléctrico de potencia que, como se ha mencionado, mejoraría la confiabilidad del SEP debido a que se evitaría la salida forzosa del generador por la actuación de las protecciones de la máquina.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Determinar una estrategia de coordinación entre la protección y el respectivo control de V/Hz de un generador síncrono, a través de la simulación digital utilizando el software DIgSILENT|PowerFactory, para definición de buenas prácticas en el Sistema Eléctrico de Potencia.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Simular un sistema de potencia en DIgSILENT|PowerFactory para estudios de eventos transitorios.
- Modelar y evaluar el sistema de control de excitación de generador síncrono realizado en DIgSILENT|PowerFactory mediante los requisitos técnicos mínimos de desempeño, de definidos por las normas respectivas.
- Plantear el modelo y la evaluación de la función de protección ANSI 24 del generador realizado en DIgSILENT|PowerFactory.
- Estudiar la coordinación entre la protección ANSI 24 y el respectivo control de voltaje, ante eventos de contingencia.

1.4 Marco teórico

El AVR de un generador síncrono incluye una amplia variedad de funciones de control, limitadores de voltaje y/o corriente, y funciones de

protección, las cuales asisten en el mejor desempeño de la máquina, como el control del voltaje y flujo de potencia reactiva, y en la mejora de la estabilidad del generador y el sistema de potencia al cual se conecta. (Kundur, 1994)

Es de interés en este trabajo el enfoque exclusivo al sistema de excitación del generador, el cual provee de Corriente Directa (DC) al bobinado de campo de la máquina síncrona. Dada la importancia del circuito de campo durante eventos transitorios y en situaciones de emergencia, las funciones de protección deben asegurar el cumplimiento dinámico de los límites de capacidad de la máquina síncrona y sistemas de excitación. En este sentido, debe haber un correcto concepto de coordinación entre las protecciones del generador y su sistema de control (Kundur, 1994) (Pajuelo, 2015), que se puede resumir como se muestra en la Figura 1.1:



Figura 1.1. Concepto básico de la coordinación entre el control y protecciones de un generador (Pajuelo, 2015)

La Figura 1.1 resume brevemente la filosofía de la coordinación entre los esquemas de control y protección de toda máquina síncrona para la mejora de su desempeño dinámico y de estado estacionario. Según esto, se debe tener presente el correcto esquema general de los sistemas de control de generador, cuyo diagrama funcional se muestra en la Figura 1.2:

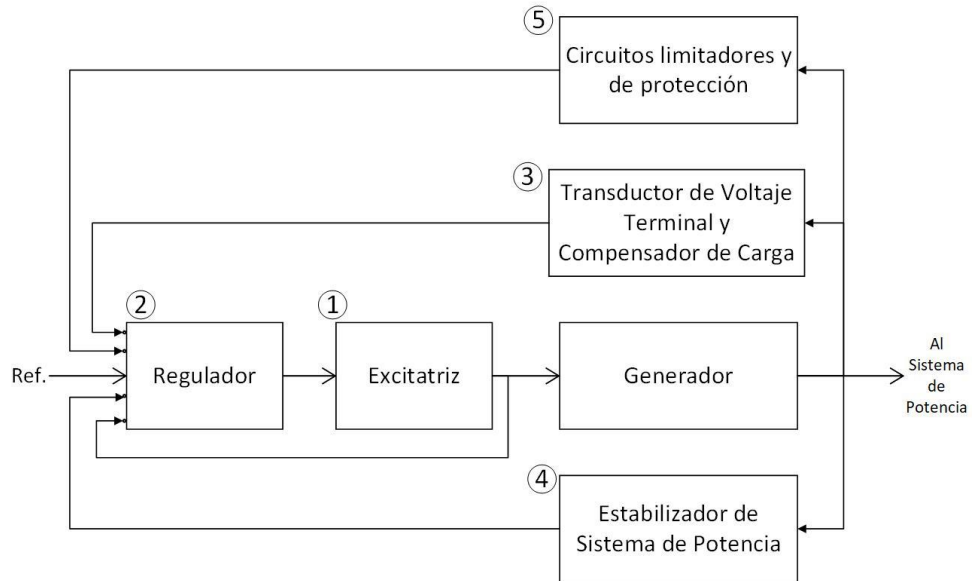


Figura 1.2. Diagrama funcional de bloques del sistema de control de la excitación de un generador síncrono (Kundur, 1994)

De la Figura 1.2 se puede identificar: (Kundur, 1994) (IEEE Power Engineering Society, 2005)

- 1) La excitatriz: provee potencia DC al bobinado de campo de la máquina síncrona, constituyendo la etapa de fuerza del sistema de excitación.
- 2) El regulador: procesa las señales de entrada de control y las amplifica a un nivel apropiado para la excitatriz. Esto incluye tanto funciones reguladoras como de estabilización del sistema de excitación.
- 3) Transductor de voltaje terminal y compensador de carga: mide el voltaje de los terminales del generador, donde es rectificado y filtrado en señales DC, y es comparada con una referencia de voltaje terminal deseado. Mientras que el compensador de carga es usado en aquellos casos donde se desea tener un control de voltaje remoto en situaciones donde se considera un grupo generador – transformador elevador.
- 4) Estabilizador de sistema de potencia: colocado en muchas instancias y que provee una señal de entrada adicional al regulador para amortiguar

oscilaciones en el SEP.

- 5) Circuitos limitadores y de protección: incluyen un amplio rango de funciones de control y protección, las cuales aseguran el funcionamiento de la máquina dentro de los límites de capacidad. Entre las funciones más usadas se tienen: limitador de sub y sobre excitación, limitador de corriente estática, limitador de corriente de campo, limitador de sobreflujo magnético (limitador V/Hz), limitador de voltaje terminal, entre otros. (Agee, y otros, 1995)

Lo descrito previamente se puede observar con mejor detalle en este otro diagrama de bloques del sistema de excitación ilustrado en la Figura 1.3:

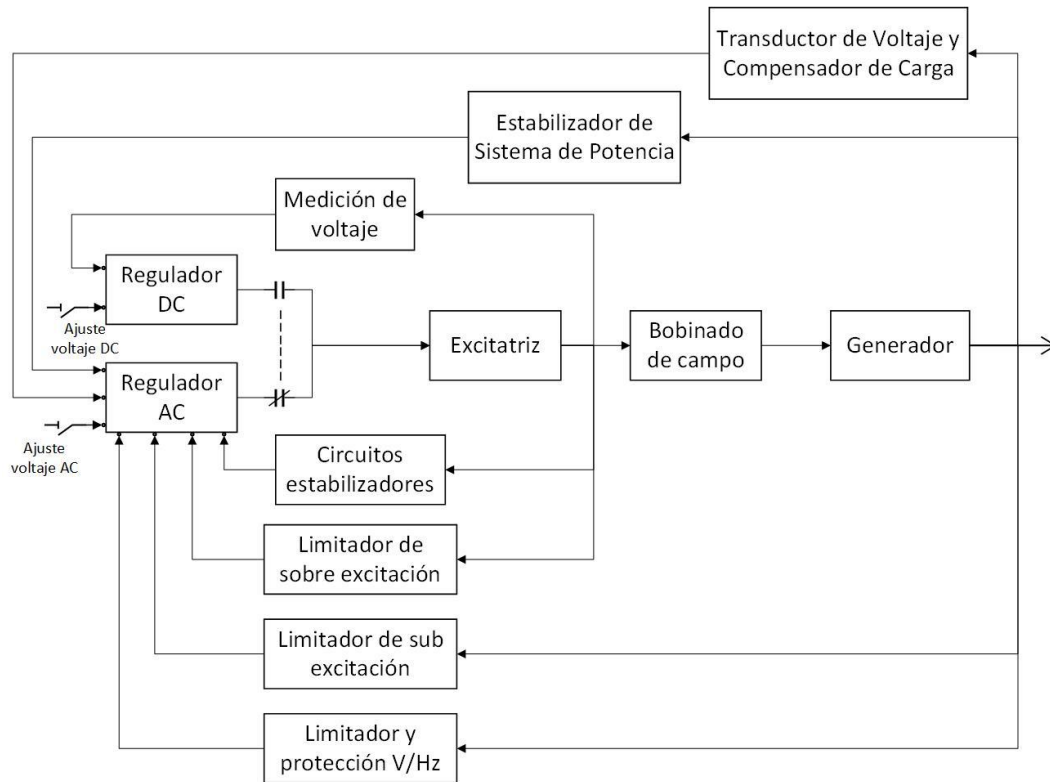


Figura 1.3. Circuitos de protección y sistema de protección de una excitatriz
(Kundur, 1994)

En la Figura 1.3 se muestra el diagrama de bloques correspondiente al circuito de campo, pero con más detalles en las etapas de regulador y circuitos limitadores y de protección, mostrando las diferencias entre los elementos DC y AC (corriente alterna, por sus siglas en inglés).

De acuerdo con lo descrito en la referencia (Magalhães Coelho, 2016), los requisitos de desempeño de un sistema de excitación pueden ser analizados desde el punto de vista del generador y del SEP. Desde el punto de vista del generador, el desempeño de los limitadores y protecciones es definido por límites térmicos y de estabilidad traducidos en la curva de capacidad de la máquina. Mientras que, con relación al SEP, el sistema de excitación debe controlar el voltaje y responder rápidamente a las perturbaciones para mantener la estabilidad del sistema.

En la Figura 1.4 se tiene una curva típica de capacidad de una máquina síncrona, asociada a sus límites térmicos. Las regiones de la curva se definen, teóricamente, por tres límites: los límites superior e inferior de la curva asociados a la corriente de campo, y la del límite derecho de la curva asociado a corriente estatórica máxima. (Kundur, 1994) (Pajuelo, 2015) (Piardi, Pesent, Otto, & Ramos, 2013)

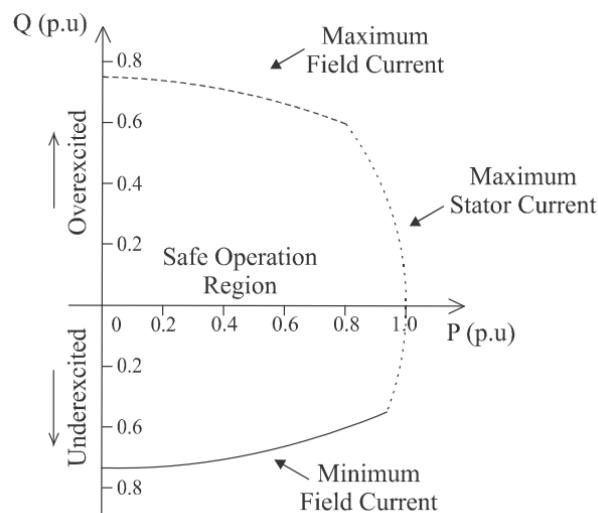


Figura 1.4. Curva típica de capacidad de un generador síncrono de rotor bobinado (Piardi, Pesent, Otto, & Ramos, 2013)

Según el enfoque de este trabajo, que es la coordinación de los sistemas de protección y control del campo (excitatriz), y dado el interés en la función de protección ANSI 24, el análisis se hará exclusivamente tomando en cuenta la parte superior de la curva de capacidad, haciendo énfasis en los

limitadores asociados a esta parte de la curva y a la protección en cuestión, los limitadores a modelar serán los de sobreexcitación y de sobreflujo magnético (Pajuelo, 2015) (Magalhães Coelho, 2016) (North American Electric Reliability Corporation, 2010). De modo que estos limitadores y protecciones serán aquellos necesarios para cumplir los límites de esta región de la curva, así como la coordinación entre ellos.

1.4.1 Limitador de sobreexcitación

El propósito del limitador de sobreexcitación (OEL, por sus siglas en inglés *Over Excitation Limiter*) es proteger el bobinado de campo de calentamientos excesivos debido a altas corrientes de excitación, mientras se mantienen niveles máximos de sobrecarga del campo para propósitos de estabilidad del sistema (Kundur, 1994) (IEEE Power Engineering Society, 2005) (American National Standards Institute, 1977). Este limitador monitorea continuamente la parte superior de la curva de capacidad, asegurando que se permita sobrecorrientes en el circuito de campo para proveer de soporte de potencia reactiva en caso de colapsos de voltaje, respondiendo dinámicamente durante un período de tiempo sin que se produzcan daños en el aislamiento del bobinado de campo. (Pajuelo, 2015) (Piardi, Pesent, Otto, & Ramos, 2013)

Según el estándar IEEE C37.102-1995 (IEEE, 1995), la característica del OEL debe ser coordinada con el limitador V/Hz y el de voltaje terminal, mientras que la principal protección a coordinar es la de sobreexcitación (ANSI 24). (IEEE Power Engineering Society, 2005)

Llegando a este punto, es necesario aclarar la diferencia entre los sistemas de protección y de control, cuando se refiere cada uno a “sobreexcitación”: en la industria de los sistemas de control es la condición en que la corriente DC de campo excede los niveles normales de operación; mientras que, en la industria de las protecciones, es la condición donde el flujo magnético excede los niveles normales de operación. (Pajuelo, 2015)

El bobinado de campo de un generador es diseñado para operar continuamente en un valor correspondiente a las condiciones nominales de carga (Kundur, 1994). El estándar ANSI C50.13-1977 (American National Standards Institute, 1977) establece los tiempos de operación máximos según los valores de sobrecorriente en el bobinado de campo, indicando claramente que puede operar con una corriente de campo del 125% del valor nominal por máximo 1 minuto (American National Standards Institute, 1977) (IEEE, 1995). A pesar que este estándar hace referencia a generadores de rotores cilíndricos, se puede observar que la teoría sobre limitadores y protecciones respecto al circuito de campo se puede aplicar también para generadores con rotor de polos salientes, y esto se sustenta con el estándar C50.12-2005 (IEEE Power Engineering Society, 2005). Se muestra lo mencionado a continuación en la Tabla 1.1:

Tabla 1.1. Capacidad de corto tiempo de la corriente de campo (American National Standards Institute, 1977)

Tiempo [s]	10	30	60	120
Voltaje/corriente de campo [%]	208	146	125	112

Esta norma aclara que la máquina debe ser diseñada para soportar sobrecorrientes durante tiempos mayores a los 120s, siguiendo el incremento descrito en la Tabla 1.1, pero sin que ocurran más de 2 veces por año (American National Standards Institute, 1977). A continuación, en la Figura 1.5 se muestra una curva de los incrementos descritos en la Tabla 1.1:

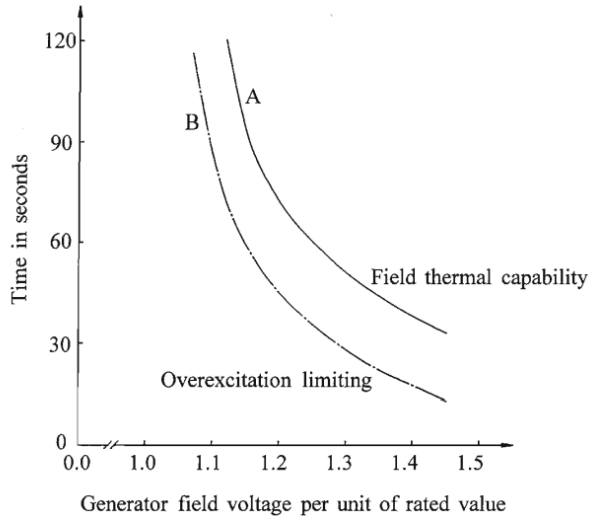


Figura 1.5. Coordinación del OEL con la capacidad térmica del campo (Kundur, 1994)

La Figura 1.5 muestra los incrementos de corriente de campo y sus tiempos máximos permitidos por la norma (curva A), con el objetivo de aportar para situaciones críticas de la estabilidad del SEP.

Teniendo presente estas consideraciones teóricas, el modelo de limitador de sobreexcitación a usar es uno usado en las referencias (Kundur, 1994) (Piardi, Pesent, Otto, & Ramos, 2013), y se ilustra como sigue en la Figura 1.6:

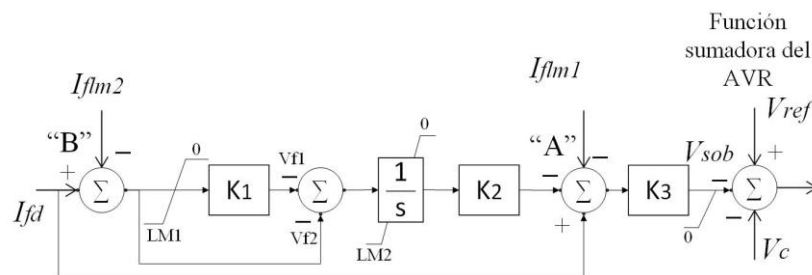


Figura 1.6. Modelo Dinámico de un limitador de sobreexcitación (Kundur, 1994) (Piardi, Pesent, Otto, & Ramos, 2013)

El modelo mostrado en la Figura 1.6 corresponde al usado en (Piardi, Pesent, Otto, & Ramos, 2013), el cual es una variante respecto al modelo presentado en el libro “Power System Stability and Control” (Kundur, 1994), el cual además indica que los tiempos mostrados en la Tabla 1.1, y que

pertenecen al estándar ANSI C50.13-1977, no tienen distinción para cualquier tipo de rotor bobinado, aun cuando este estándar es orientado a rotores cilíndricos. La señal V_{SOB} es la salida del OEL y es una de las entradas de la malla principal del AVR, acoplándose como una de sus varias mallas limitadoras; I_{flm1} y I_{flm2} son las referencias de este limitador; I_{fd} es la entrada de medición de la corriente de campo; LM1 y LM2 son límites del control.

La teoría de las referencias mencionadas indica que ese modelo de limitador posee dos referencias: una para el límite teórico de 1.05 veces la corriente de campo a plena carga (FLC, por sus siglas en inglés), siendo esta la referencia I_{flm2} que ofrece una acción de tiempo inverso de acuerdo con la Tabla 1.1; mientras que, la segunda referencia (I_{flm1}), está configurada para actuar ante valores de 1.6 veces la FLC, ofreciendo una acción instantánea dado a que esta es la zona donde el circuito de campo funciona en operación forzada ante fallas o contingencias, a fin de mantener la estabilidad del SEP, siendo este el rango entre 140% y 280% de la FLC (Mozin & Reichard, 2007). Este comportamiento se muestra en la Figura 1.7:

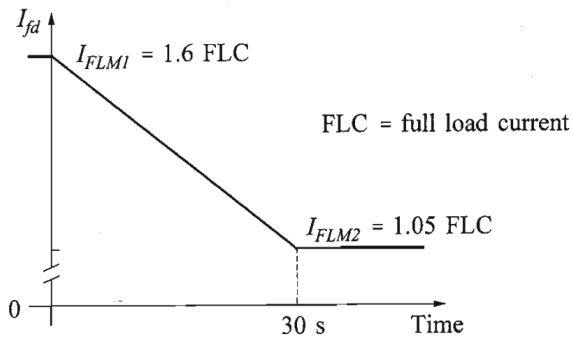


Figura 1.7. Características límites del OEL (Kundur, 1994)

En la Figura 1.7 se observa gráficamente lo descrito previamente respecto a la configuración de los límites del OEL, notando que el limitador es capaz de devolver la corriente de campo a un valor seguro (1.05 veces la corriente de campo) en 30s, y que es el valor en el cual la máquina puede operar en régimen permanente.

1.4.2 Limitador de sobreflujo magnético

A este limitador también se le denomina comúnmente como limitador V/Hz, y se emplea para prevenir el excesivo flujo magnético resultante de una baja frecuencia del SEP (o baja velocidad de la misma máquina) o de un sobrevoltaje en sus terminales (Kundur, 1994). Dado que esta característica es una proporción entre el voltaje terminal y la frecuencia del punto de conexión de la máquina a la red, el exceso de flujo se da ante un aumento de voltaje por encima del 1.05p.u. del valor de voltaje terminal nominal a plena carga con factor de potencia de 0.8, y/o debido a un bajón de frecuencia. (Piardi, Pesent, Otto, & Ramos, 2013) (North American Electric Reliability Corporation, 2010) (IEEE, 1995) (Murdoch, y otros, 2000)

El excesivo flujo magnético provoca saturación en el núcleo de la máquina y el flujo remanente puede ser inducido en componentes no laminados, los cuales no están diseñados para la circulación de flujo magnético, de manera que se ocasionen excesivos voltajes interlaminares en los extremos del núcleo. Esto origina corrientes parásitas (corrientes de Foucault) que causan sobrecalentamientos en el generador y así un eventual daño en el aislamiento de la máquina. Todo esto se da ante valores máximos de la proporción V/Hz de entre 105% y 107%, que es catalogada como una condición moderada del nivel de sobreflujo magnético. (IEEE, 1995) (Murdoch, y otros, 2000)

El voltaje producido por un bobinado de espiras es directamente proporcional al flujo y frecuencia de la señal, como se indica en (1.1): (Girgis & Vu, 1995)

$$\Phi = \frac{V}{F * (4.44 * K * N)} \quad (1.1)$$

Donde se tiene:

- V es el voltaje RMS terminal

- F es la frecuencia en Hz
- K es el factor de distribución constructivo de la bobina
- N es el número de vueltas de espiras en la bobina
- Φ es el flujo magnético en Webers.

Dado que K y N son constantes por ser parámetros constructivos e inalterables de la máquina, se puede observar que el flujo es proporcional al valor V/Hz como en la siguiente ecuación: (Girgis & Vu, 1995)

$$\Phi \propto \frac{V}{F} \quad (1.2)$$

Este limitador debe estar configurado para actuar y devolver, en lo posible, a la relación V/Hz a valores seguros, antes que actúen las protecciones del generador, específicamente la protección ANSI 24 de sobreexcitación. Por lo tanto, el limitador V/Hz debe ser parametrizado para actuar por debajo de los tiempos parametrizados de esta protección.

Un modelo encontrado en la literatura especializada, el cual es sencillo y cumple lo deseado, se muestra en la Figura 1.8:

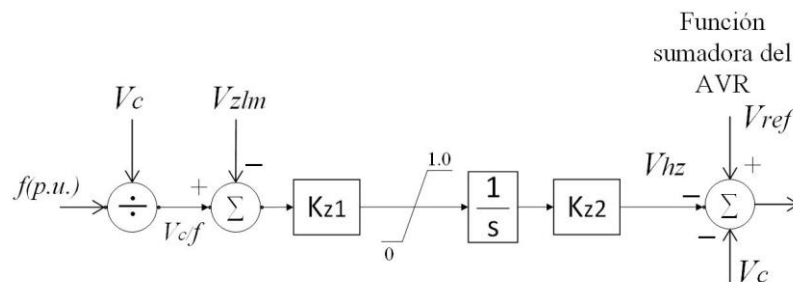


Figura 1.8. Modelo dinámico de un limitador V/Hz (Kundur, 1994) (Piardi, Pesent, Otto, & Ramos, 2013)

La Figura 1.8 muestra un modelo que compara la proporción entre el voltaje terminal medido a través del transductor (V_c) y la frecuencia del punto de conexión del generador, que es la señal V/Hz medida, con una referencia

deseada (V_{zlm}) para actuación del limitador V/Hz. La señal Vhz es la salida del limitador y es una entrada más del AVR, al igual que el caso del OEL.

1.4.3 Modelo del regulador de voltaje

El regulador de voltaje ha sido tomado del modelo de la Central Hidroeléctrica Paute – Molino y modelado en este trabajo. El modelo es un AVR denominado IEEE ST6B, que se muestra en la Figura 1.9:

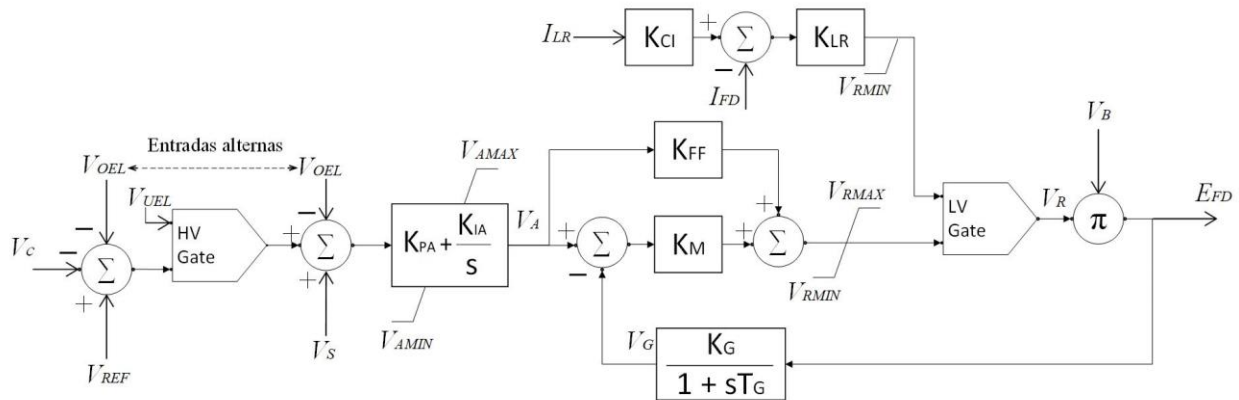


Figura 1.9. Modelo IEEE ST6B (VOITH, 2016)

Este modelo de regulador de voltaje es usado en excitatrices de tipo estáticas (IEEE Power Engineering Society, 2005) (VOITH, 2016) (NEPLAN, 2013), incluye un limitador de corriente de campo. Este AVR recibe como entradas a los limitadores descritos en las secciones anteriores, que son: el OEL, descrito en la Sección 1.4.1; y el V/Hz, descrito en la Sección 1.4.2. Las señales que lo conforman son: V_{OEL} perteneciente al OEL; V_C es la señal del transductor de voltaje; V_{REF} es la referencia de voltaje del AVR; V_S es la señal proveniente del Estabilizador de Sistema de Potencia; I_{LR} es una referencia del valor de corriente de campo; I_{FD} es la medición de corriente de campo; V_B también proviene del transductor; V_{AMAX} , V_{AMIN} , V_{RMAX} , V_{RMIN} son límites de los valores de las señales a través del controlador; E_{FD} es la salida del AVR.

Debido a que no influyen en los resultados del presente estudio, los siguientes limitadores y mallas adicionales de AVR fueron desconsiderados:

- La malla limitadora *VAR/PF*, la cual controla potencia reactiva de salida del generador fijando un factor de potencia de operación.
- El limitador de corriente estática, debido que no es necesario limitar esta corriente, y ya que tampoco se controlarán los reactivos generados.
- El compensador de carga, porque no se está considerando un transformador elevador en serie al generador de análisis.
- El Estabilizador de Sistema de Potencia, debido a que no se analizan modos oscilatorios referentes a pequeñas señales en el SEP.
- El limitador de subexcitación, dado que no se analizará la zona de subexcitación de la curva de capacidad del generador.

Existen referencias encontradas que indican los aspectos negativos de utilizar el controlador *VAR/PF* (Hurley, Bize, & Mummert, 1999), y este controlador, en resumen, no debería ser utilizado en una situación donde se requiera un generador operando en modo de control de voltaje de barra (modo PV de barra), debido a que un despacho fijo de reactivos (control VAR), que se traduce en una operación a factor de potencia constante (control PF), no permitiría que haya una regulación de voltaje según sea necesario para mantenerlo igual a la referencia deseada.

1.4.4 Modelo del transductor de voltaje

Un transductor de voltaje es un elemento utilizado para convertir el voltaje AC de los terminales del generador síncrono (V_t), en un equivalente DC (V_c) usado en el sistema de excitación. El proceso de filtrado del transductor puede ser complejo, pero usualmente se reduce a una constante de tiempo T_r que representa el retardo del procesamiento de señales (IEEE Power Engineering Society, 2005) (Piardi, Pesent, Otto, & Ramos, 2013). Se muestra en la Figura 1.10 su modelo.

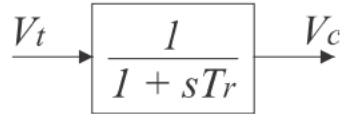


Figura 1.10. Modelo dinámico de un transductor de voltaje (Piardi, Pesent, Otto, & Ramos, 2013)

Como se observa en la Figura 1.2 y Figura 1.3, un esquema de control de generador posee un transductor de voltaje, el cual se lo combina con un compensador de carga. Este último no es usado en este trabajo debido a que no se considerará un transformador elevador para conectar el generador al SEP.

Esta es la representación de un transductor para sistemas de control, donde su constante de retardo de tiempo T_r suele ser bastante pequeña, representando un retardo muy pequeño en el procesamiento de la señal censada. Es importante remarcar que el comportamiento de las señales trifásicas de voltaje terminal es representado por una única señal de voltaje V_t , de manera que es inevitable perder información durante casos de desbalances de voltajes (Piardi, Pesent, Otto, & Ramos, 2013).

Esta señal V_c es aquella usada ya en el sistema de excitación, específicamente en el regulador de voltaje (AVR), para ser comparada con un valor de referencia que es el voltaje terminal deseado. Esta operación origina un error que es amplificado para que el sistema de control de voltaje mantenga el voltaje terminal deseado; este elemento se puede observar en la Figura 1.2 y Figura 1.9. (IEEE Power Engineering Society, 2005)

1.4.5 Modelo del regulador de velocidad

De manera general, un controlador de velocidad de generador sigue un esquema como se muestra en la Figura 1.11:

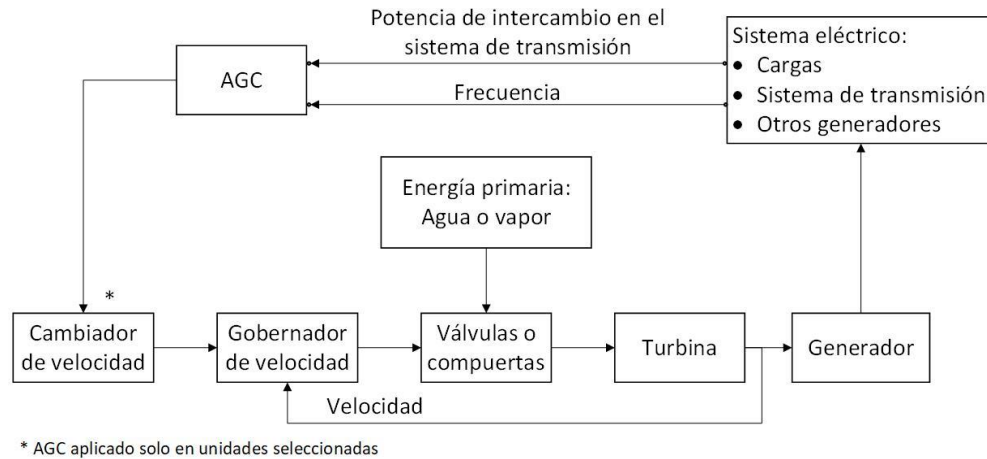


Figura 1.11. Diagrama funcional de bloques de un controlador de velocidad de generador (Kundur, 1994)

Se muestra el esquema teórico de lo que debe contener un regulador de velocidad, donde se resalta el bloque denominado como AGC (Control Automático de Generación, por sus siglas en inglés), aplicado en máquinas destinadas exclusivamente al control secundario de frecuencia. En resumen, el sistema de regulación de velocidad consta de señales provenientes del generador y del sistema de transmisión al cual se encuentra conectada la máquina, señales retroalimentadas y que ingresan al gobernador, las válvulas o compuertas, y la turbina del generador (o su elemento primo motor). (Kundur, 1994)

El gobernador es el elemento controlador amplificador de señales (análogo en funcionamiento a la excitatriz) hacia los componentes de fuerza. Este actúa sobre las válvulas o compuertas del primo motor del generador (turbina hidráulica, de vapor, de gas, eólica, etc) para realizar la regulación de velocidad a través de la menor o mayor inyección de la fuente de energía primaria. El modelo de gobernador usado se muestra en la Figura 1.12:

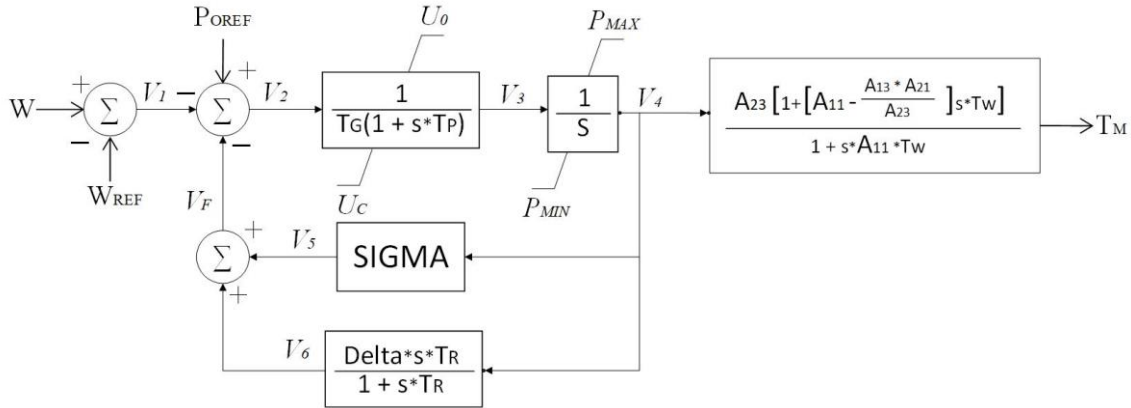


Figura 1.12. Modelo de gobernador IEEE G3 (NEPLAN, 2013)

El modelo teórico presentado en la Figura 1.12 representa un regulador de velocidad para una turbina hidráulica, y es el que se usará para el presente estudio. Contiene un estatismo permanente (Sigma, Σ) y un estatismo temporal (Delta, Δ), constante de tiempo de válvulas (T_G) y constante de tiempo de la turbina (T_W), una potencia de referencia deseada (P_{OREF}) y la velocidad de referencia ($V_{REF} = 1$), la entrada de retroalimentación de velocidad (ω), y una salida que es la señal de potencia mecánica (T_M) que hace actuar a las válvulas o compuertas.

1.4.6 Protección de sobreexcitación

A esta protección se le denomina función ANSI 24, y se encarga de medir la proporción entre el voltaje terminal del generador y la frecuencia en el mismo punto (V/Hz), la cual no debe exceder valores típicos comprendidos entre 105% y 107% del voltaje base del generador, debido a que podría causar saturación del núcleo de la máquina por inducción en componentes no laminados. Esta es la misma filosofía aplicada para el limitador de sobreflujo magnético. (North American Electric Reliability Corporation, 2010) (IEEE, 1995) (NEPLAN, 2013)

Esta protección es el principal respaldo de emergencia ante fallas del limitador V/Hz en el cumplimiento de su objetivo, debido a que, si dicha malla de control falla en su tarea limitadora, será inminente la actuación (disparo) de

la protección abriendo los interruptores del generador y desconectando inmediatamente a la máquina del SEP. Se debe tener presente que esta protección no puede tener coordinación ni actuación ante eventos de cortocircuitos. (North American Electric Reliability Corporation, 2010)

La coordinación entre la protección y el limitador V/Hz debe realizarse en un orden jerárquico de importancia de actuación: la curva de la protección debe asegurar que no se alcancen los límites térmicos de la máquina por sobreflujo, para evitar daños en el aislamiento; mientras que el limitador debe asegurar que no se alcancen los límites de la protección, para evitar la desconexión del generador. Estos límites se visualizan en la Tabla 1.2.

Tabla 1.2. Ejemplo de curva de capacidad V/Hz de un generador de rotor bobinado (North American Electric Reliability Corporation, 2010)

Tiempo [min]	33	25	20	15	10	5	2	1	0.5	0.2
V/Hz [%]	110	111	111.5	112.5	113.5	115.5	118	120	122	125

En la Tabla 1.2 se observa los valores de una curva de capacidad teórica de generador fijados por el estándar, denominada formalmente como capacidad de resistencia al flujo magnético; esta curva será la capacidad de flujo del generador a simular en este trabajo, debido a su aplicación estandarizada (Kundur, 1994). La coordinación de las curvas de la protección y de capacidad sería como en la Figura 1.13:

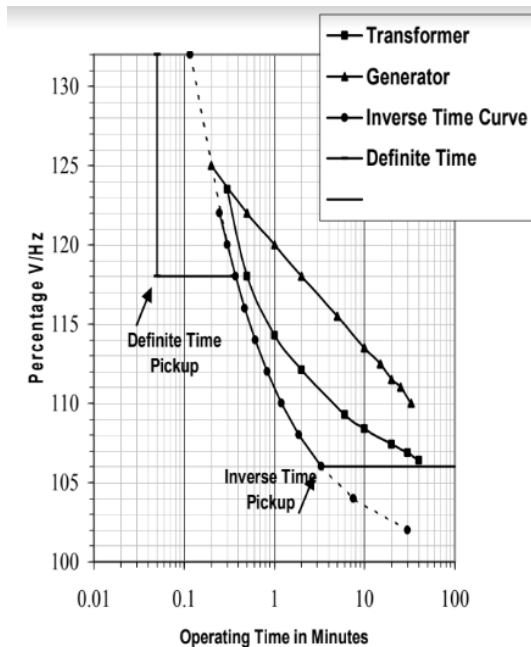


Figura 1.13. Curvas de tiempo inverso de la capacidad de generador y de protección ANSI 24 (North American Electric Reliability Corporation, 2010)

En la Figura 1.13 se observa que la curva de capacidad corresponde a los triángulos y la del relé ANSI 24 de generador es la de círculos; la curva de la protección está por debajo de la curva de capacidad del generador. La curva de la protección ANSI 24 también ha sido tomado del estándar y adaptada como la configuración del relé a simular en este trabajo, debido a que cumple con las características estandarizadas para protección de generador ante sobreflujo magnético. (North American Electric Reliability Corporation, 2010) (IEEE, 1995)

Teóricamente el relé de protección debe estar parametrizado para actuar, en primer lugar, al 110% de la señal V/Hz con un tiempo típico entre 45s y 60s; y luego una parametrización para actuar ante valores de entre 118% y 120% V/Hz en tiempos entre 2s y 6s (North American Electric Reliability Corporation, 2010) (IEEE, 1995) (Murdoch, y otros, 2000). Tanto la curva de capacidad como la de protección son de acuerdo con el estándar IEEE C37.102-1995.

CAPÍTULO 2

2 METODOLOGÍA

En este capítulo se detallará la metodología seguida para el desarrollo de este trabajo, indicando lo realizado en cada etapa del proceso, incluyendo diseños y modelados de sistemas de controladores y protección, pruebas eléctricas a ambos sistemas, y coordinación entre el control y la protección de generador que fueron planteados. Se presenta la metodología en la Figura 2.1.

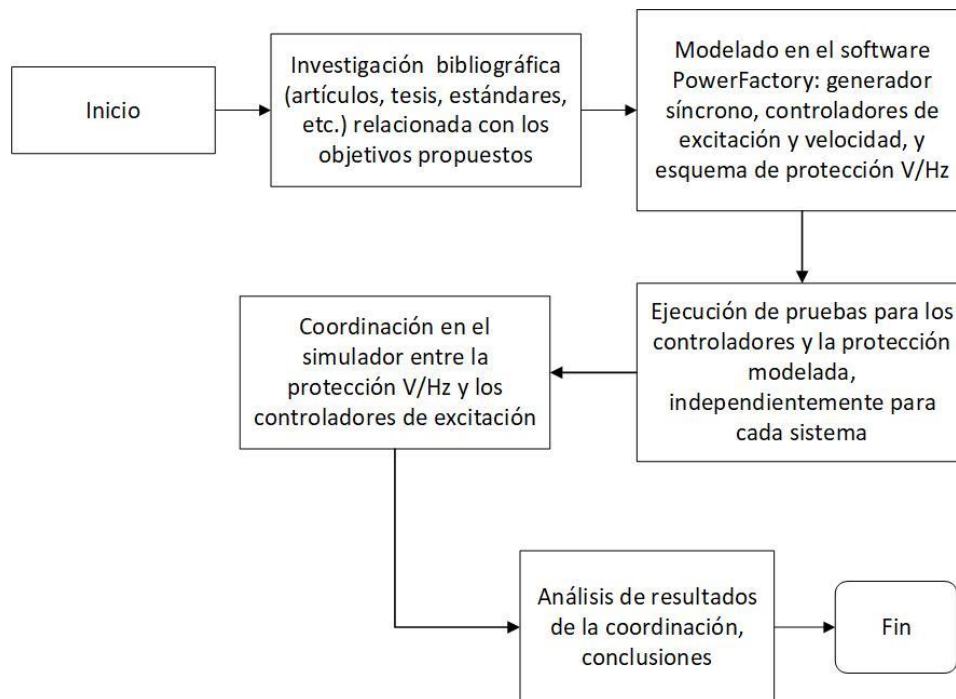


Figura 2.1. Diagrama de flujo de la metodología empleada

Este es un breve resumen de la metodología que se empleó para resolver los objetivos planteados: esta consiste en recopilar información mediante investigación de trabajos relacionados y estándares IEEE, acerca de control y protección de generadores síncronos; con lo reunido, se modela el sistema de prueba de este trabajo con los controladores y protecciones necesarias; cuando se haya completado el modelado se debe ejecutar las prueba a los controladores y la protección, para observar y analizar si los resultados obtenidos cumplen las normativas y estándares de operación del generador ante disturbios y estados de emergencia.

2.1 Modelación en PowerFactory

La modelación de todo el sistema de control y protección se realiza en DSL, que es el lenguaje de simulación usado por DIgSILENT en su versión de 2020, por sus siglas en inglés, y es el ambiente desarrollado por esta empresa, fabricante del software PowerFactory, para acceder a programación y modelación de sistemas a nivel de bloques y esquemas de control y señales usados en simulación dentro de este software. La estructura de todo modelo DSL, y por tanto la modelada en este trabajo, está formada por: (Ullauri, Cepeda, & Arcos, 2014)

- Interfaz: en ella se tiene el nombre del modelo, título, clasificación y juego de variables. La interfaz es los diagramas de bloques o “Slots”; es decir, lo que el usuario visualiza.
- Definición del código: usado para definir propiedades de los parámetros y condiciones iniciales.
- Ecuaciones del código: en ellas se incluyen las ecuaciones necesarias para definir el modelo de simulación. Estas ecuaciones diferenciales y no diferenciales, establecen las funciones de transferencia entre las señales de entrada y salida.

2.1.1 Inicialización de variables

Cada bloque en DSL incluye una función de transferencia de diferentes complejidades, que puede o no incluir variables de estado y cuyas condiciones iniciales deben ser definidas por el usuario (Pinta García, 2017). Si se trata de un modelo DSL de la librería de PowerFactory, estas ecuaciones de inicialización ya vienen por defecto dentro del modelo de controlador a usar. Pero si se trata de un modelo creado por el usuario, este debe inicializar manualmente las ecuaciones en cada modelo. A continuación, en la Figura 2.2 se observan ejemplos de inicialización de variables.

Función de Transferencia	Descomposición	Desarrollo Matemático	Simplificación ($\dot{x} = 0$ para $t = 0$)
$y_i \rightarrow \left[\frac{K}{s} \right] \rightarrow y_o$	$y_i \rightarrow \left[\frac{K}{s} \right] \times X \rightarrow \left[1 \right] \rightarrow y_o$	$y_o = x$ $\frac{y_i K}{s} = x$ $\rightarrow \dot{x} = y_i K$	$y_o = x$ $y_i = 0$
$y_i \rightarrow \left[\frac{1}{s} \right] \rightarrow y_o$	$y_i \rightarrow \left[\frac{1}{sT} \right] \times X \rightarrow \left[1 \right] \rightarrow y_o$	$y_o = x$ $\frac{y_i}{s} = x$ $\rightarrow \dot{x} = y_i K$	$y_o = x$ $y_i = 0$
$y_i \rightarrow \left[\frac{K}{1+sT} \right] \rightarrow y_o$	$y_i \rightarrow \left[\frac{K}{1+sT} \right] \times X \rightarrow \left[1 \right] \rightarrow y_o$	$y_o = x$ $\frac{y_i K}{1+sT} = x$ $\rightarrow \dot{x} = \frac{y_i k - x}{T}$	$y_o = x$ $y_i k = x$
$y_i \rightarrow \left[\frac{1}{1+sT} \right] \rightarrow y_o$	$y_i \rightarrow \left[\frac{1}{1+sT} \right] \times X \rightarrow \left[1 \right] \rightarrow y_o$	$y_o = x$ $\frac{y_i}{1+sT} = x$ $\rightarrow \dot{x} = \frac{y_i - x}{T}$	$y_o = x$ $y_i = x$
$y_i \rightarrow \left[\frac{1+sTb}{1+sTa} \right] \rightarrow y_o$	$y_i \rightarrow \left[\frac{1}{1+sTa} \right] \times X \rightarrow \left[1+sTb \right] \rightarrow y_o$	$y_o = x + \dot{x}Tb$ $\frac{y_i}{1+sTa} = x$ $\rightarrow \dot{x} = \frac{y_i - x}{Ta}$	$y_o = x$ $y_i = x$
$y_i \rightarrow \left[\frac{sT}{1+sT} \right] \rightarrow y_o$	$y_i \rightarrow \left[\frac{1}{1+sT} \right] \times X \rightarrow \left[sT \right] \rightarrow y_o$	$y_o = \dot{x}Tb$ $\frac{y_i}{1+sT} = x$ $\rightarrow \dot{x} = \frac{y_i - x}{T}$	$y_o = 0$ $y_i = x$

Figura 2.2. Funciones de transferencia básicas (Pinta García, 2017)

En la Figura 2.2 se tiene un resumen del tipo de función de transferencia por bloque, la representación detallada del mismo, sus ecuaciones matemáticas, y la inicialización de la variable para las entrada y salida de cada bloque (la inicialización corresponde al tiempo $t=0$). Se debe tener en cuenta que el conjunto de bloques forma un modelo.

La inicialización de variables de estado y la definición de parámetros se la realiza con las funciones “inc()” y “vardef()”, respectivamente, dentro de cada modelo DSL en la sección “Equations”. La inicialización permite la correcta simulación de condiciones iniciales del modelo, y la definición de parámetros sirve para indicar de manera escrita la descripción de los parámetros y permitir su configuración de mejor manera en una ventana denominada “Common Model” que se encuentra en el generador, en el ambiente gráfico del software y facilita el cambio de valores. Estos bloques serán utilizados para estructurar los controladores y la protección.

2.1.2 Modelo de Frame

En el lenguaje DSL, un sistema de control de generador está abarcado dentro de lo que se denomina como *Frame*, que es un marco que engloba a todos los controladores y reguladores tradicionales que posee un generador síncrono típico. Un ejemplo de Frame se ve en la Figura 2.3.

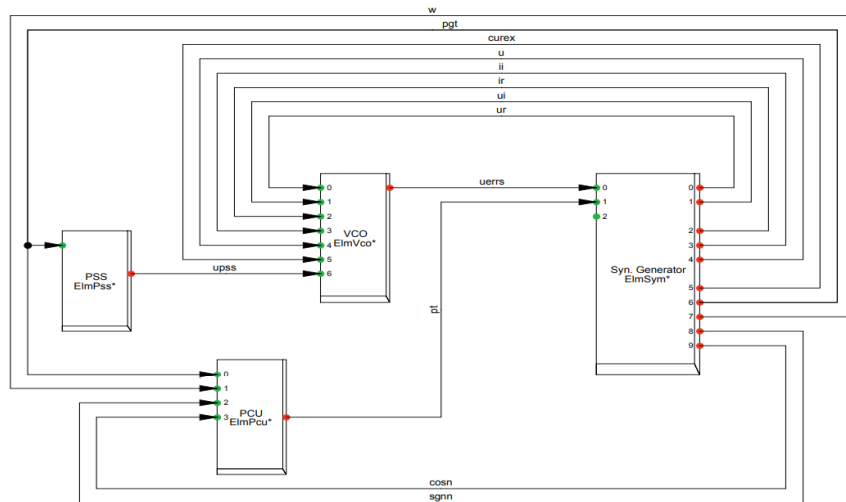


Figura 2.3. Ejemplo de un Frame (Ullauri, Cepeda, & Arcos, 2014)

Cada bloque se denomina "Slot", la Figura 2.3 corresponde a un controlador o regulador del sistema de control de un generador (PSS, AVR, gobernador, etc.) que ejemplifica lo mencionado hasta ahora acerca de la teoría del diseño en DSL; bloques que no deben ser confundidos con los que conforman un modelo. A nivel de Frame, cada bloque corresponde a un controlador, transductor, limitador o elemento por controlar; mientras que, dentro de cada Slot, los bloques son funciones de transferencia, constantes, ganancias, limitadores, entre otros.

El bloque con nombre "Syn. Generator" es un Slot que corresponde al generador síncrono en sí, y se puede observar claramente la entrada de dos señales, que son para el control de voltaje y velocidad (0 y 1, respectivamente), y la salida de múltiples señales para retroalimentación hacia cada controlador y regulador. Este diseño corresponde a uno típico con requerimientos mínimos para control de las dos principales variables de estado de un generador: voltaje

y velocidad. Siguiendo la teoría para programación DSL, y según las necesidades de los controladores y limitadores definidos para ser usados en este proyecto, se ha adaptado el modelo de Frame, a los requerimientos de la simulación a realizar. El Frame usado en este trabajo se observa en la Figura 2.4.

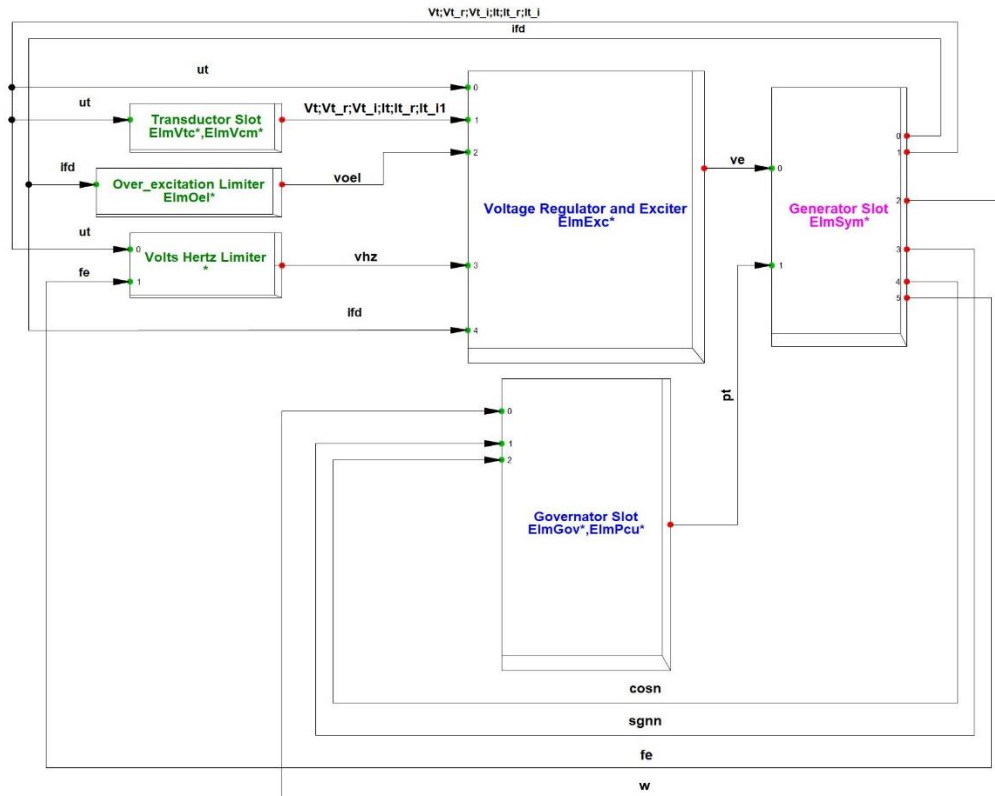


Figura 2.4. Modelo del Frame usado

Consta de los cinco controladores y limitadores que fueron descritos en la sección de marco teórico, estos son: transductor de voltaje, OEL, limitador V/Hz, AVR y gobernador. Hay que resaltar que este modelo de Frame, de la librería de PowerFactory, no incluye el limitador V/Hz, y además no son necesarios otros controladores que vienen por defecto en este modelo, por lo que se tuvo que adaptar las entradas del regulador de voltaje para las mallas de control usadas.

En las secciones que siguen a continuación, se detallará el modelado de cada controlador descrito en las secciones anteriores, y de la protección ANSI 24.

2.2 Modelado del regulador de voltaje y sus mallas limitadoras

En esta sección se detalla el proceso que se siguió para modelar el AVR junto a sus limitadores en el software, siguiendo la teoría presentada previamente acerca de todo lo relacionado a estos controladores.

En PowerFactory se modelaron, los limitadores de sobreexcitación y de sobreflujo magnético, mientras que el regulador de voltaje es un modelo tomado de la librería del mismo software. El AVR es un modelo estándar de IEEE, pero al cual se le hicieron modificaciones de acuerdo con requerimientos de las mallas de control necesarias. En las secciones que sigue se detallan los modelados de estos controladores.

2.2.1 Modelado del OEL

Para el diseño del limitador de sobreexcitación, se siguió el mismo procedimiento teórico de diseño y programación en DSL. El modelo de OEL desarrollado se muestra en la Figura 2.5:

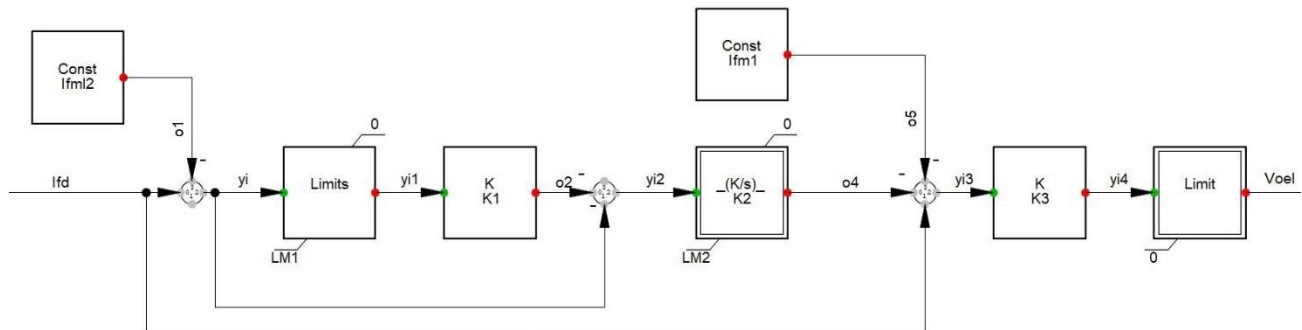


Figura 2.5. Modelo del OEL usado

En la Figura 2.5 se observa el OEL realizado en DSL siguiendo el diseño presentado en la Figura 1.6, pero con un visible cambio visual: al final del lazo de control no se ve el punto de suma y resta denominado como “Summing Function of Excitation System”, debido a que este punto es una representación de cómo debe conectarse la salida del OEL, que es la señal V_{OEL} , con la entrada del AVR.

La inicialización de señales se realiza en la sección “Equations” de este limitador. Dado que la única función de transferencia de este limitador es del tipo

K/s limitado, y que corresponde al integrador que origina la rampa vista en la Figura 1.7, la inicialización de esta variable de estado es la única a considerar en este sistema DSL. La ventana para esta programación se ve en la Figura 2.6.

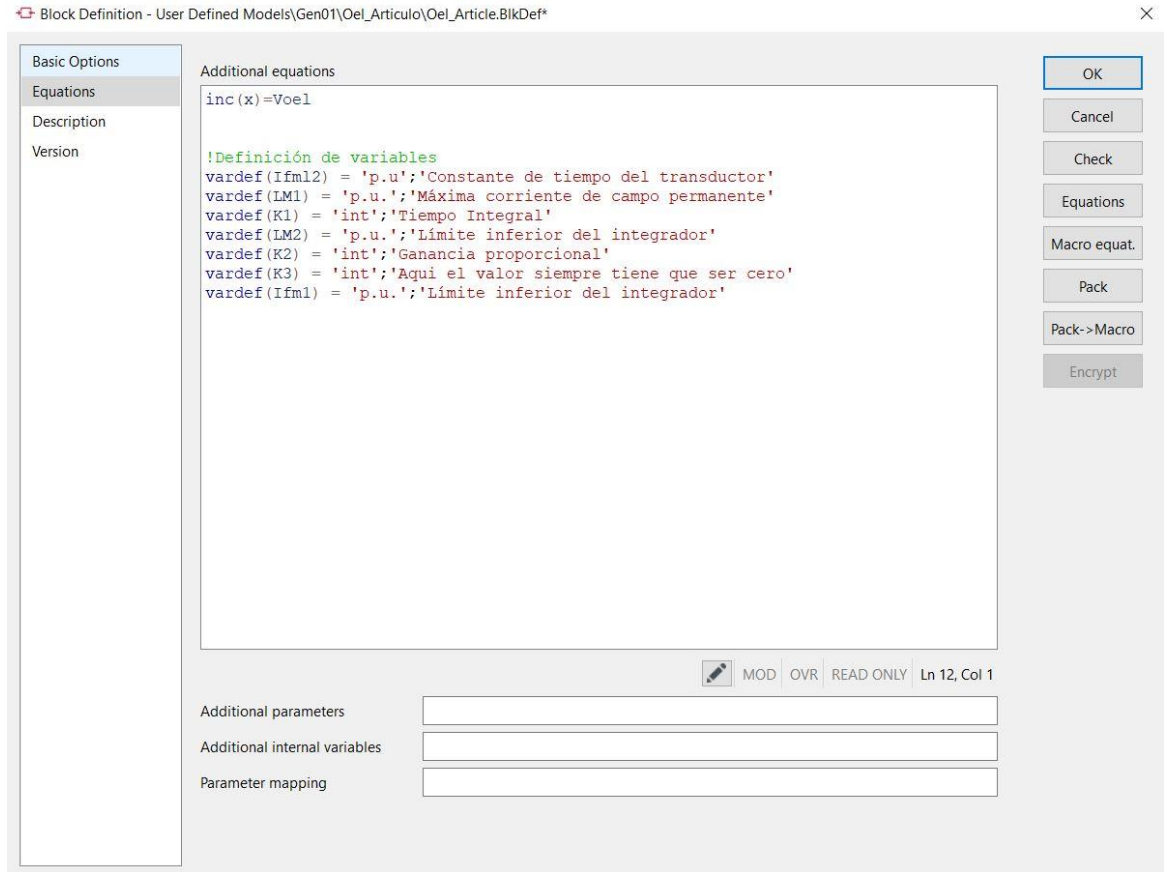


Figura 2.6. Sección “Equations” del OEL, ventana de parámetros

En la Figura 2.6 se observa las ecuaciones correspondientes a la inicialización de variables para este limitador, junto a las definiciones de los parámetros a usar en este modelo; esto último servirá para configurar los parámetros del controlador de manera más sencilla desde el ambiente de diseño de PowerFactory. Se observa en la Figura 2.7 la ventana para configurar un controlador desde el ambiente de diseño de PowerFactory.

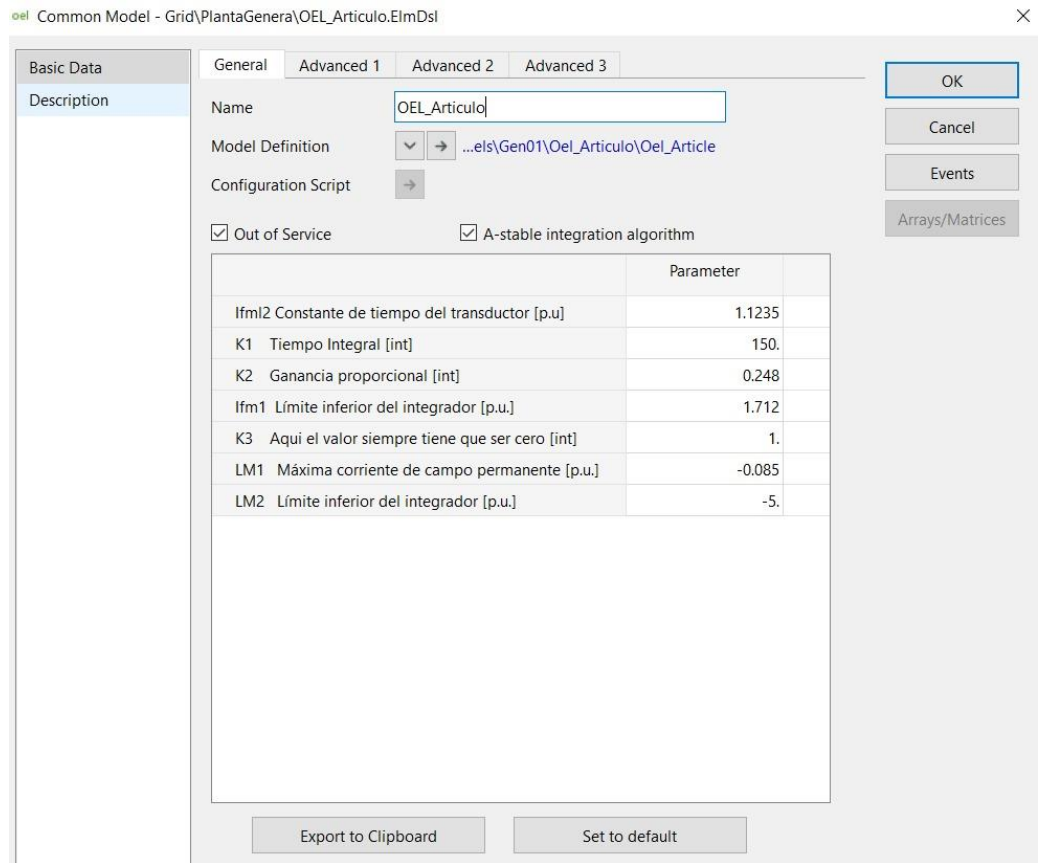


Figura 2.7. Configuración de parámetros del OEL

Estas características corresponden a las necesarias para el OEL según lo repasado en la Sección 1.4.1.

2.2.2 Modelado del limitador V/Hz

El modelado de este limitador se hizo de acuerdo con la teoría presentada en la sección 1.4, siguiendo el modelo mostrado en la Figura 1.8. Se considera el mismo cambio visual en el que no se incluye el punto sumatorio ya que corresponde al AVR. El limitador V/Hz diseñado se muestra a continuación en la Figura 2.8:

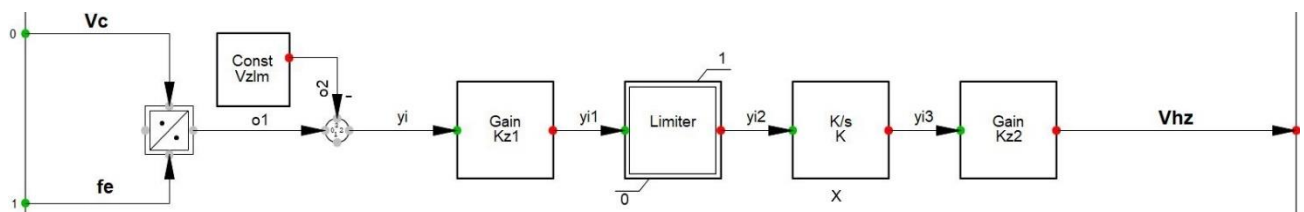


Figura 2.8. Modelo del limitador V/Hz desarrollado

En la Figura 2.8 se muestra el limitador de sobreflujo magnético que se diseñó en DSL. En este modelo se tiene también una única función de transferencia del tipo K/s no limitado, siendo la única variable a inicializar en este sistema DSL. Las ventanas del software para configurar este controlador se muestran en las Figura 2.9 y Figura 2.10.

```

Additional equations
inc(x)=Vhz

!Definición de variables
vardef(Vzlm) = 'p.u'; 'Reference Volts/Hertz'
vardef(Kz1) = 'adim'; 'Ganancia'
vardef(K) = 'adim'; 'Aqui debe ser 1'
vardef(Kz2) = 'adim'; 'Ganancia'

```

Figura 2.9. Sección “Equations” del limitador V/Hz, ventana de parámetros

	Parameter	
Vzlm Reference Volts/Hertz [p.u]	1.05	
Kz1 Ganancia [adim]	1000.	
K Aqui debe ser 1 [adim]	1.	
Kz2 Ganancia [adim]	0.007	

Figura 2.10. Configuración del limitador V/Hz

En la Figura 2.9 se observan las ecuaciones que definen los parámetros que se observan en la Figura 2.10, y la configuración de este limitador necesaria para cumplir los estándares revisados en la teoría y sin ningún cambio.

2.2.3 Modelado del transductor de voltaje

A continuación, se visualiza la malla diseñada en DSL del transductor de voltaje correspondiente a un modelo escogido de la librería de PowerFactory sin cambio alguno de diseño, denominado como “*IEEE Type 1 voltage transducer and current compensation*”, y se muestra en la Figura 2.11.

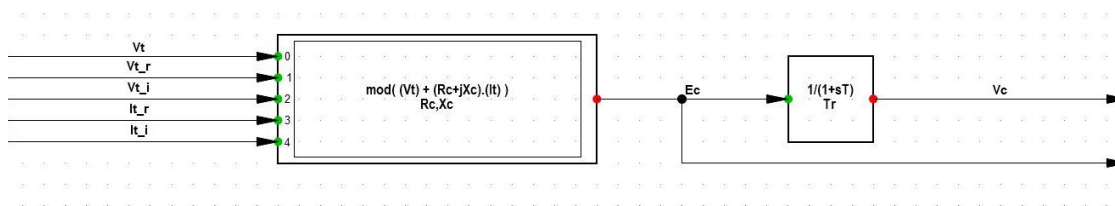


Figura 2.11. Modelo del transductor de voltaje a emplear

En la Figura 2.11 se observa que el modelo de transductor tiene dos bloques, el correspondiente al compensador de carga (lado izquierdo) y el propio transductor, como se indica en la Sección 1.4.4. Para deshabilitar la parte del compensador de carga se dejan en cero los parámetros R_c y X_c , en la sección de configuración de este elemento. Se observa la señal V_c como salida del transductor y que es entrada del AVR.

2.2.4 Modelado del AVR

Como se ha descrito previamente, el regulador de voltaje es un modelo estándar de AVR de la IEEE denominado ST6B, el cual es un controlador para excitatriz de semiconductores de potencia (tipo estática). A este regulador se le hicieron modificaciones importantes para adaptarla a las necesidades de este trabajo, entre ellas:

- Retiro de la entrada del estabilizador de sistema de potencia.
- Retiro de la entrada del limitador de subexcitación.
- Retiro de un selector de valor máximo (HV Gate), debido a la eliminación de la entrada del limitador de subexcitación.
- Se eliminó una de las dos entradas alternativas propuestas para el OEL, debido al retiro del selector de valor máximo.

Todos los demás parámetros y bloques del AVR quedan iguales a los valores del modelo estándar, como se muestra Figura 2.12.

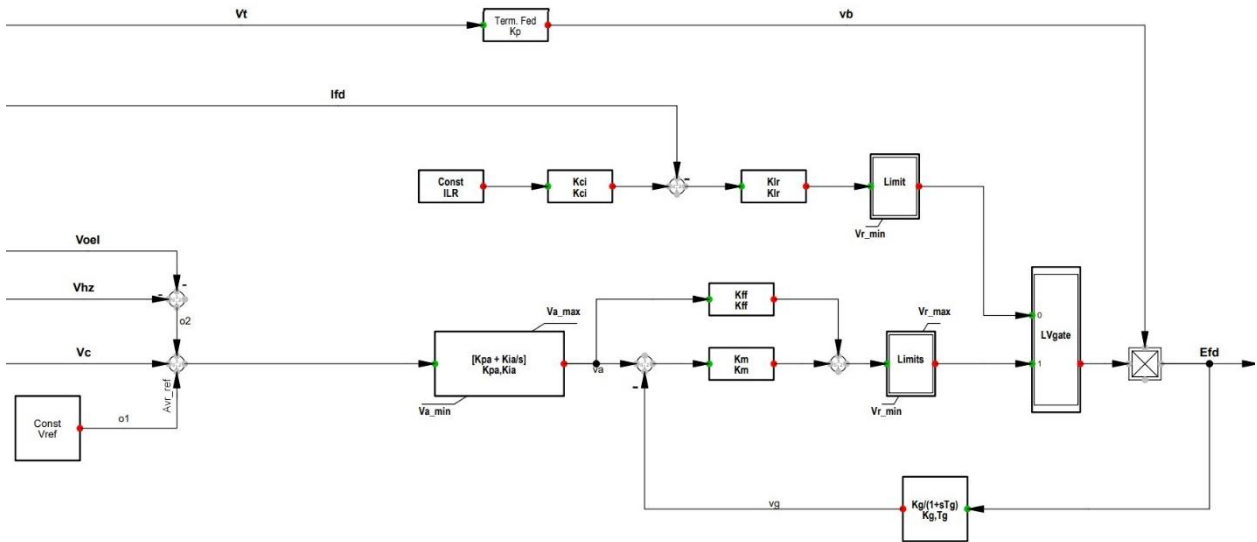


Figura 2.12. Modelo del AVR a emplear

Se visualiza en la Figura 2.12 al regulador de voltaje ST6B a usar, de la biblioteca de PowerFactory, con las modificaciones descritas en los bloques respectivos. La salida Efd de este controlador es una de las dos entradas del Slot del generador síncrono. Su inicialización se observa en la Figura 2.13.

```

Additional equations
inc(xg)      = Kg*Efd
inc(xa)      = (Efd/vb+Km*xg) / (Kff+Km)
inc(Voel)    = 0.0
inc(Vc)      = 1
inc(Ifd)     = 0.0
inc(Vhz)     = 0.0

vardef(Kpa)='p.u.':'Voltage regulator proportional gain'
vardef(Kia)='p.u./s':'Voltage regulator integral gain'
vardef(Kff)='p.u.':'Inner loop field regulator pre-control gain'
vardef(Km)='p.u.':'Inner loop field regulator forward gain'
vardef(Kg)='p.u.':'Inner loop field regulator feedback gain'
vardef(Kci)='p.u.':'Exciter output current limit adjustment'
vardef(Klr)='p.u.':'Exciter output current limiter gain'
vardef(ILR)='p.u.':'Exciter output current limit reference'
vardef(Va_max)='p.u.':'Maximum voltage regulator output'
vardef(Vr_max)='p.u.':'Maximum regulator output'
vardef(Va_min)='p.u.':'Minimum voltage regulator output'
vardef(Vr_min)='p.u.':'Minimum regulator output'
vardef(Tg)='s':'Inner loop field regulator feedback time constant'
vardef(Kp)='p.u.':'Potential circuit gain coefficient'
vardef(Vref)='p.u.':'Voltage Reference'

```

Figura 2.13. Sección “Equations” del AVR

En la Figura 2.13 se observan las ecuaciones para la inicialización de variables y las definiciones de los parámetros del regulador de voltaje. Como este controlador tiene dos funciones de transferencia, hay un mayor número de ecuaciones de inicialización que los controladores de sobreexcitación y de sobreflujo magnético. Su configuración es como se ve en la Figura 2.14.

	Parameter	
Kpa	Voltage regulator proportional gain [p.u.]	18,038
Kia	Voltage regulator integral gain [p.u./s]	45,094
Kff	Inner loop field regulator pre-control gain [p.u.]	1,
Km	Inner loop field regulator forward gain [p.u.]	1,
Kg	Inner loop field regulator feedback gain [p.u.]	1,
Tg	Inner loop field regulator feedback time constant [s]	0,02
Klr	Exciter output current limiter gain [p.u.]	17,33
Kci	Exciter output current limit adjustment [p.u.]	1,0577
ILR	Exciter output current limit reference [p.u.]	4,164
Kp	Potential circuit gain coefficient [p.u.]	0,
Vref	Voltage Reference [p.u.]	1,
Va_min	Minimum voltage regulator output [p.u.]	-3,85
Vr_min	Minimum regulator output [p.u.]	-3,85
Va_max	Maximum voltage regulator output [p.u.]	4,81
Vr_max	Maximum regulator output [p.u.]	4,81

Figura 2.14. Configuración del AVR

La Figura 2.14 muestra la configuración de este regulador. Los valores de todos sus parámetros son los correspondientes al modelo estándar revisado en la Sección 1.4.3; las modificaciones para adaptar este AVR no influye en la cantidad de parámetros, dado que fueron eliminadas señales de entrada y un bloque selector, no se eliminaron bloques funcionales ni constantes o ganancias.

2.3 Modelado del regulador de velocidad

El gobernador de turbina es un modelo estándar de la IEEE, denominado como IEEEG3, y se observa en la Figura 2.15.

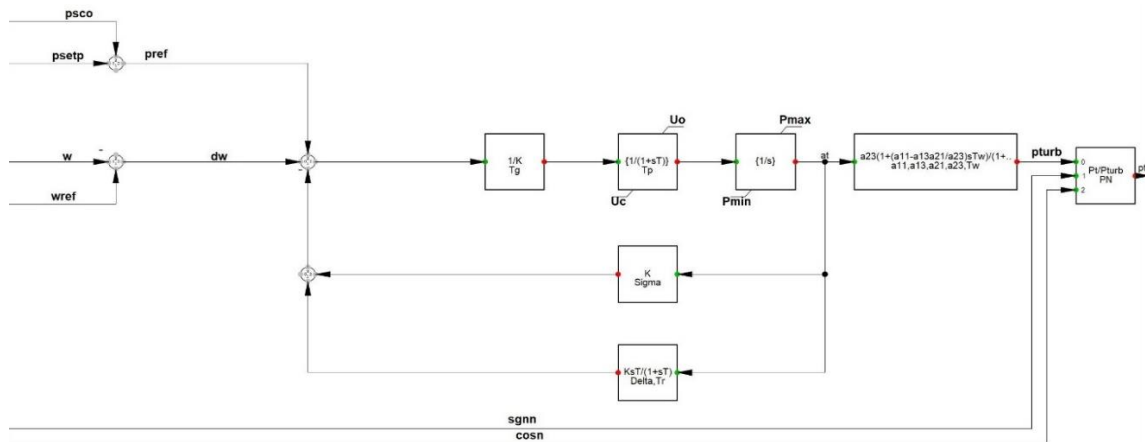


Figura 2.15. Modelo del gobernador a emplear

Se tiene en la Figura 2.15 al modelo estándar de este gobernador sin absolutamente ninguna modificación en cuanto a bloques. Este controlador también ha sido escogido de la biblioteca de PowerFactory para usarse en el generador a controlar.

La salida P_t de este controlador es una de las dos entradas del generador síncrono, y es la señal de control de potencia de turbina.

No se muestran las ecuaciones para inicializar las variables del regulador de velocidad debido a que es un modelo sin cambios de la librería de PowerFactory. Este controlador es el que contiene más funciones de transferencia que cualquier otro empleado en este trabajo, con un total de cuatro bloques funcionales. La Figura 2.16 muestra la parametrización el regulador de velocidad de turbina.

	Parameter	
Tg	Gate Servomotor Time Constant [s]	0,05
Tp	Pilot Valve Time Constant [s]	0,04
	Sigma Permanent Droop [p.u.]	0,04
	Delta Temporary Droop [p.u.]	0,2
Tr	Governor Time Constant [s]	10,
a11	Waterhammer 1th Factor [p.u.]	0,5
a13	Waterhammer 2th Factor [p.u.]	1,
a21	Waterhammer 3th Factor [p.u.]	1,5
a23	Waterhammer 4th Factor [p.u.]	1,
Tw	Water Starting Time [s]	0,75
PN	Turbine Rated Power(=0->PN=Pgmn) [Mw]	0,
Uc	Valve Closing Time [p.u./s]	-0,1
Pmin	Minimum Gate Limit [p.u.]	0,
Uo	Valve Opening Time [p.u./s]	0,1
Pmax	Maximum Gate Limit [p.u.]	1,

Figura 2.16. Configuración del gobernador

Los valores de todos sus parámetros son los correspondientes al modelo estándar revisado en la Sección 1.4.5.

2.4 Modelado del sistema de prueba

Según el estándar IEEE 421.2-2014 *“IEEE Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems”* (IEEE Standards Association, 2014), un evento de *señal grande* es aquel transitorio de gran magnitud que provoca severas variaciones en el voltaje de estator de la máquina síncrona, en sus corrientes estatórica y de campo; es decir, aquellos transitorios que afectan la estabilidad del sistema de potencia (IEEE Standards Association, 2014). Algunos de estos eventos pueden ser replicados en pruebas, las cuales sirven para demostrar que los requerimientos del cliente han sido cumplidos en la fabricación del equipo; esto significa que el equipo tolera los valores máximos posible de operación, sin sufrir daño alguno mientras se opere bajo las circunstancias establecidas en estándares.

En este trabajo se han realizado pruebas para los limitadores de sobreexcitación y de sobreflujo magnético, que llevan al equipo a operar a valores extremos que requieren el rápido y correcto desempeño de los limitadores mencionados, a fin de evitar que actúe la protección ANSI 24. Se observa en la Figura 2.17 el sistema de prueba para verificar la correcta actuación de los limitadores, controladores y protección.

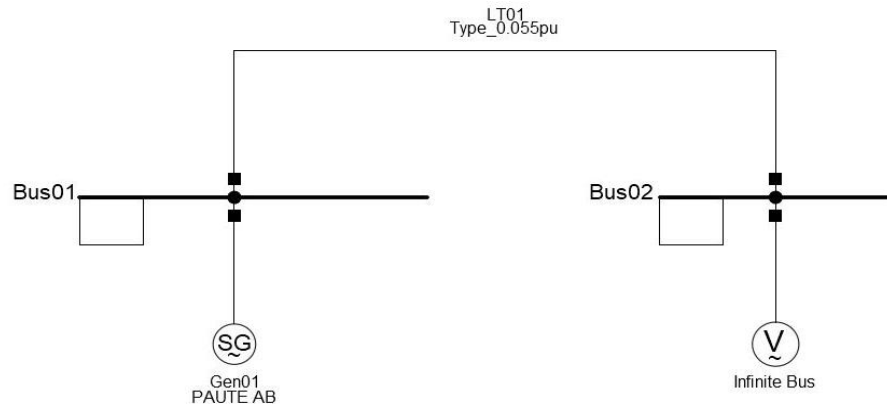


Figura 2.17. Sistema de prueba del generador con sus controladores

El sistema mostrado tiene un nivel de voltaje de 13.8kV, que conforma el generador modelado, un enlace de transmisión y una barra infinita; no se consideró el modelamiento de un transformador elevador debido a que el intercambio de potencia en el sistema no es de interés de estudio en este trabajo, dado que uno de los objetivos es el estado de operación de la máquina. Este sistema de prueba es propicio para observar las respuestas puras de los controladores sin la influencia de aquellos pertenecientes a otros generadores; además, al no ser un sistema multimáquina, el generador puede entregar toda la potencia requerida durante las pruebas sin el aporte de otras máquinas. La reactancia de la línea que conecta al generador a la barra infinita es de 0.055p.u sobre la base del generador, lo que consigue tener la ampacidad necesaria para que fluya la potencia generada por la máquina. El generador contiene las características reales de una unidad turbogeneradora de tipo hidráulica con nombre Paute AB, en la Central Hidroeléctrica Paute - Molino de la unidad de negocio CELEC EP Hidropaute, en Ecuador.

Debido a que no se conoce el valor de la impedancia de aterramiento del generador, se consideró su modelamiento con un neutro sólidamente aterrizado. Sin embargo, ningún tipo de falla tendrá efecto alguno sobre el desempeño de los

limitadores, a consecuencia de las topologías usadas en este trabajo, de manera que no se logra tener una acción instantánea de los controladores sobre una señal de tipo transitorio.

Sus datos de placa están detallados en la Tabla 2.1:

Tabla 2.1. Datos de placa de unidad hidráulica Paute AB (VOITH, 2016)

Valor	Unidad	Pu	Base
Tensión del estator	13.8kV	1	voltaje nominal del estator
Potencia aparente	111MVA	1	Potencia aparente nominal del generador
Voltaje de campo	230V	1	Voltaje de campo nominal
Corriente de campo	1150A	1	Corriente de campo nominal
Frecuencia	60Hz	1	Frecuencia nominal de la red
Potencia aparente máxima	118MVA	1.07	Potencia aparente máxima continua del estator
Voltaje de campo	246V	1.07	Para potencia aparente máxima continua
Corriente de campo	1230A	1.07	Para potencia aparente máxima continua

Para todas las pruebas que se mostrarán a continuación, tanto de los limitadores, controladores y de la protección, el generador se encuentra a carga nominal, lo que representa un despacho del 0.77p.u. de potencia activa (85.4MW) y un 0.47p.u. de potencia reactiva (52.2MVar) sobre la base del generador y que, como se observa en la Figura 2.18, es una condición operativa sugerida que ubica al generador en la región de sobreexcitación de la curva de capacidad de la máquina; lo que significa un factor de potencia de 0.85 en atraso. La FLC de este generador sería de 1.07p.u.; todas las pruebas de controladores fueron hechas con la protección desactivada.

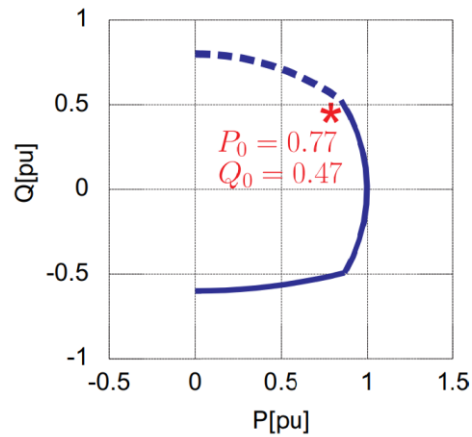


Figura 2.18. Punto de operación del generador a probar (Pajuelo, 2015)

Al simular las condiciones iniciales de este sistema se obtuvieron resultados como los mostrados:

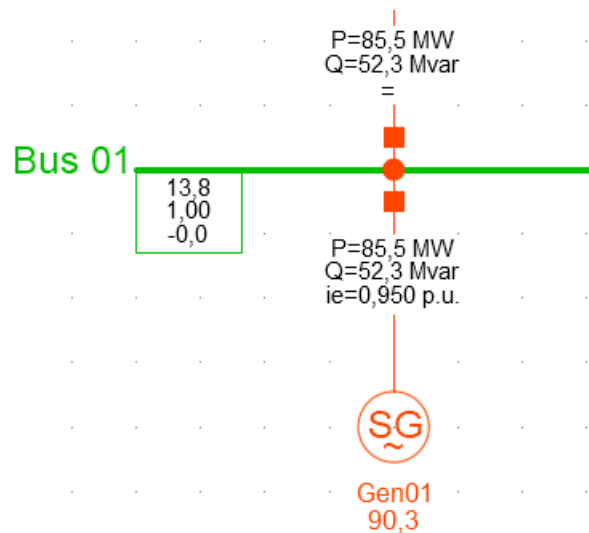


Figura 2.19. Operación en estado estacionario

La corriente de excitación tiene un valor de 0.972p.u. de la corriente de campo nominal. Se observa el despacho de potencias que corresponden a los mencionados respecto a la base del generador.

2.5 Modelado de la protección de sobreexcitación

En esta sección se describe el proceso de modelado y ajuste de la protección de sobreflujo magnético ANSI 24. Esta consistió en tres fases: la primera fue modelar los bloques en lenguaje DSL que comunican las señales respectivas; la segunda fase fue la parametrización de los valores, de tal manera que el relé actúe en el software tal y

como lo haría en la realidad; y la tercera fase correspondió a las pruebas a las que se sometió la protección 24 para comprobar su correcto funcionamiento. Estos pasos fueron revisados de la referencia (Pozo Rivas & Valencia Durán, 2019).

2.5.1 Modelado de la protección

Los *Slots* que conforman el relé de la protección 24 en DSL se muestran detalladamente en la Figura 2.20:

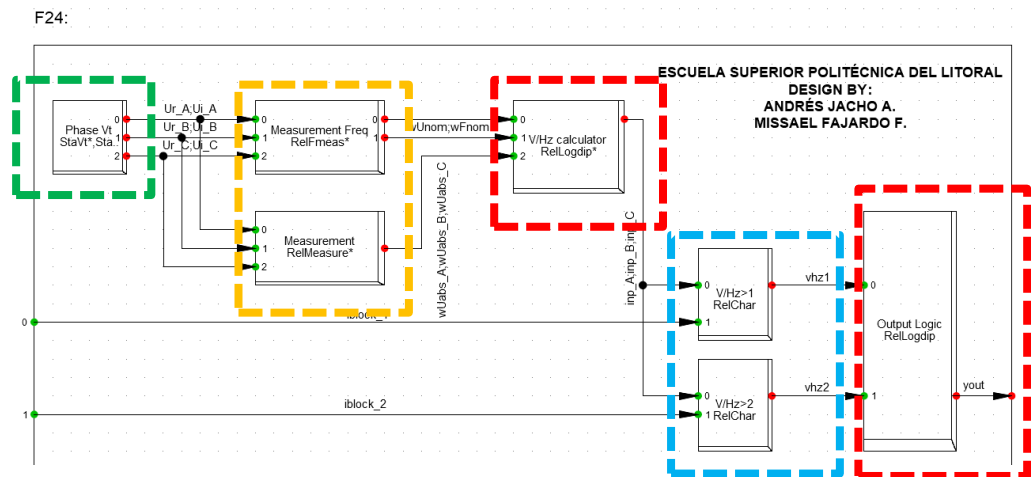


Figura 2.20. Modelo de protección ANSI 24

La Figura 2.20 está formada por bloques que representan las funciones de operación, las cuales son:

- Toma de medidas, en color verde y está asociado al transformador de potencial (TP) colocado en la barra a la que se conecta el generador.
- Cálculo de parámetros eléctricos, en color naranja y transforma los valores fasoriales proporcionados por el TP, en valores filtrados.
- Bloques lógicos, en color rojo y se encargan de realizar funciones de puertas lógicas OR, AND, NOR, NAND.
- Medición de voltaje, en color celeste y compara el valor medido con el ajuste de voltaje dado por una característica de tiempo (tiempo definido o inverso)

Ahora se describen los ajustes realizados para cada característica de tiempo de la protección.

2.5.2 Ajustes y parámetros de la protección de tiempo definido ANSI 24

La sección de la curva de la protección ANSI 24 correspondiente al tiempo definido se observa a continuación en la Figura 2.21:

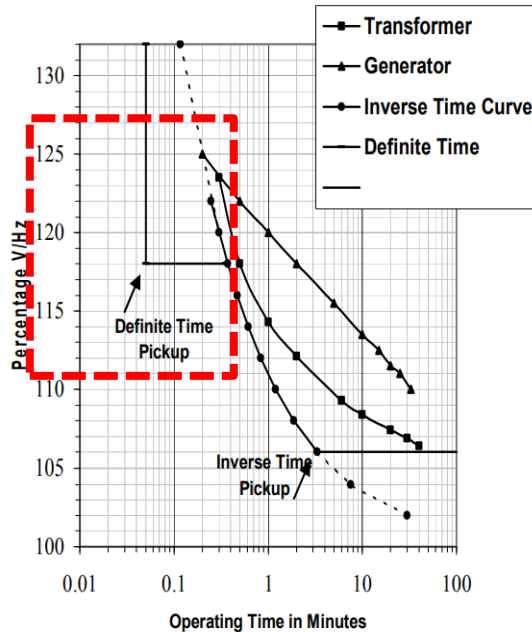


Figura 2.21. Curva de operación de tiempo definido

Esta curva está basada en el estándar IEEE C37.102-1995, que funciona en rangos de tiempo de entre 3s a 15s y entre 118% a 120%, como se ve en la Figura 2.21. Esta curva fue modelada en el software basándose en la teoría recopilada del estándar mencionado. La configuración de esta etapa del relé se muestra continuación.

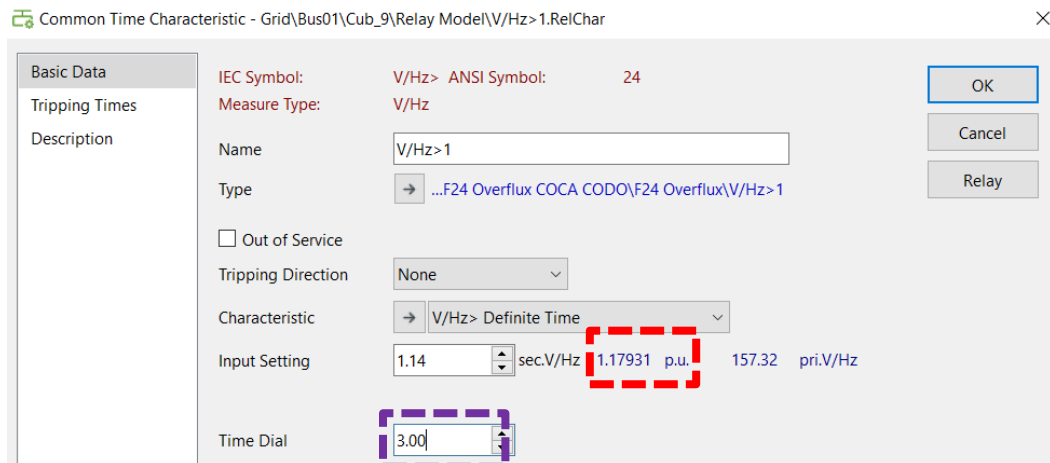


Figura 2.22. Parámetros y ajustes de la ANSI 24 de tiempo definido

La Figura 2.22 muestra en color rojo el valor de porcentaje de la relación V/Hz que se han configurado para la actuación de la protección, que es el valor de *pick-up*; mientras que en color morado indica el “Dial” de actuación del relé, es decir el tiempo de actuación luego de haber superado el valor de 1.17931.

2.5.3 Ajustes y parámetros de la protección de tiempo inverso ANSI 24

En esta sección se describe el proceso de ajuste correspondiente al tiempo inverso de la protección ANSI 24, esta parte de la curva se resalta en la Figura 2.23.

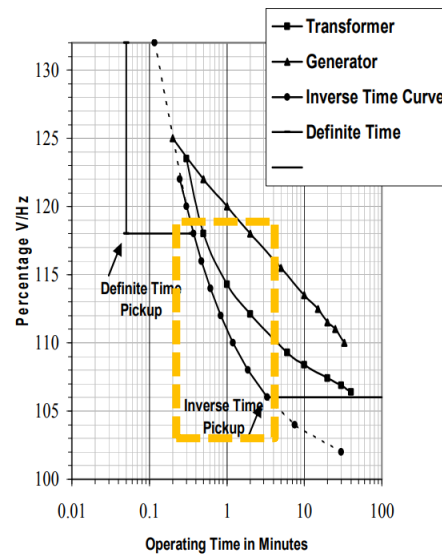


Figura 2.23. Curva de operación de tiempo inverso

En la Figura 2.23 se observa a la curva con círculos de esta protección, la de tiempo inverso. Se armó ingresando en PowerFactory los puntos que se observan en la gráfica, a manera de coordenadas. Los puntos que modelan esta curva en el software se observan en la Figura 2.24.

	I/Ip	T1 (s)
Tp=	1.	1.
1	1.	192.
2	1.01886	114.
3	1.037735	72.
4	1.056603	51.
5	1.094339	30.
6	1.113207	22.8

Figura 2.24. Parámetros y puntos de la curva de tiempo inverso

Como se observa en la Figura 2.24, la característica del eje vertical de la curva (flujo magnético porcentual), se ingresó como una proporción entre el valor real de V/Hz deseado para configurar, y el valor de operación de tiempo indefinido de 106% sugerido en la curva ejemplo de la Figura 1.13, que es el “pick-up” de esta característica de tiempo inverso. Por ejemplo, el punto 2 con valor de 1.01886 se obtuvo de dividir el valor de configuración de 108% para el valor de operación permanente de 106%.

Figura 2.25. Ajustes de la ANSI 24 de tiempo inverso

La Figura 2.25 muestra el pick-up indicado para esta característica, y el Dial de tiempo que se usó para lograr una buena aproximación a la característica deseada de la curva de tiempo mostrada en la Figura 2.23. Este Dial se obtuvo

por realizar simulaciones donde se probó y midió el tiempo de actuación de la protección, según el valor de V/Hz provocado por escalones en la referencia de voltaje, para diferentes valores del Dial, como se muestra en la Figura 2.26.

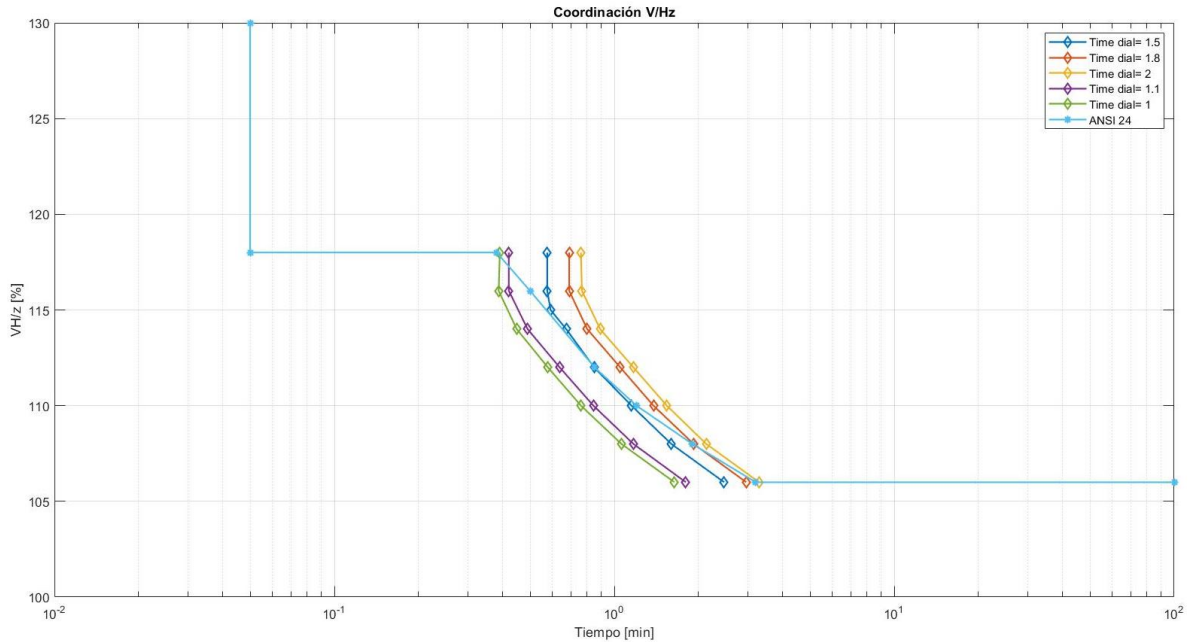


Figura 2.26. Pruebas de la protección de tiempo inverso con diferentes Dial de tiempo

En la Figura 2.26 se obtuvieron 5 curvas diferentes correspondientes únicamente a la característica de tiempo inverso, siendo comparadas con la curva teórica de esta protección. El Dial de tiempo que genera la curva simulada más aproximada a la teórica es el de 1.5, como se observa. De manera que este es el que se observa en la Figura 2.25 como parametrización usada.

2.6 Conjunto de pruebas a los limitadores y protección ANSI 24

En esta sección se detallan las pruebas que se realizaron.

- Pruebas del OEL, consistirá en un cortocircuito en terminales del generador, inyección de carga reactiva, y escalón en el voltaje de referencia del AVR.
- Pruebas del limitador V/Hz, que consistirán únicamente en un escalón en el voltaje de referencia del AVR.

Se consideró una falla trifásica en la prueba del OEL por provocar las mayores contribuciones de corriente desde el generador, así como para observar el comportamiento de este limitador durante un evento transitorio momentáneo. Además, al no contar con las características reales de impedancia de neutro de generador, se optó por este tipo de cortocircuito por no involucrar corrientes circulando por el neutro del generador. La prueba de inyección de carga reactiva provoca un incremento de la corriente de campo, al demandar más reactivos el sistema, y así visualizar la acción de este limitador.

Mientras que en el limitador V/Hz, solo se consideró este tipo de prueba debido a que eleva el voltaje en gran medida, y por consiguiente a la relación V/Hz, en lugar de simular un evento que desvíe la frecuencia a valores menores para conseguir el mismo efecto en el flujo magnético, razón por la que esta es la única prueba para este limitador. Este tipo de prueba fue llevada a cabo en este sistema porque sirve para observar la respuesta pura de los controladores del generador, sin interferencia de los reguladores de otra máquina.

Para ambos limitadores, la prueba del escalón de voltaje en la referencia del AVR es idónea para un incremento directo del voltaje terminal, para el OEL esto incrementa la corriente de campo; mientras que para el limitador V/Hz, esto incrementa el voltaje en los terminales y por tanto la relación V/Hz.

CAPÍTULO 3

3 RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo se muestran los resultados y sus análisis de las pruebas mencionadas en el anterior capítulo. Con esto se logra analizar el desempeño de los sistemas de control y protección planteados, desarrollados y probados en este trabajo, con el propósito de encontrar puntos fuertes y/o débiles en su operación.

3.1 Pruebas de los limitadores

3.1.1 Pruebas del OEL

Las pruebas para este limitador se realizan con el objetivo de verificar que se cumplen las características del OEL revisados en la Sección 1.4.1.

3.1.1.1 Cortocircuito en la barra del generador

Se realizó una falla con una duración de 120ms antes de despejarla. En las figuras mostradas a continuación se ven los resultados de esta prueba.

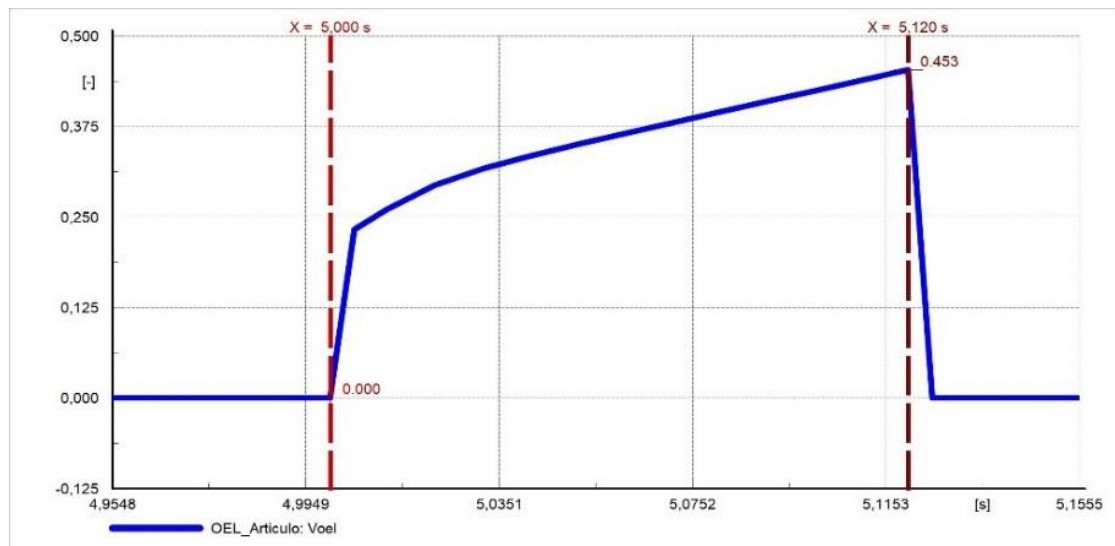


Figura 3.1. Señal de salida del OEL, cortocircuito

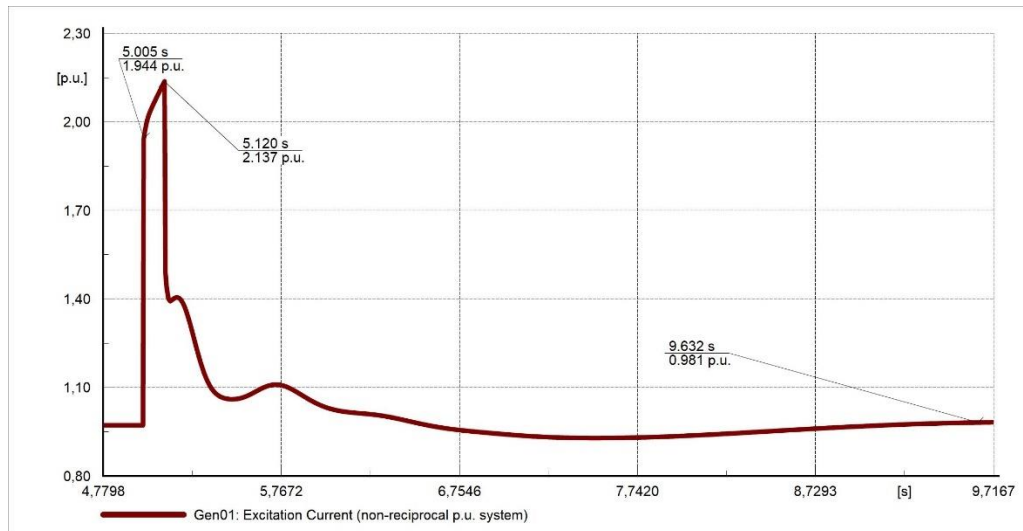


Figura 3.2. Corriente de excitación, cortocircuito

Esta prueba es una adaptación de la referencia (Pajuelo, 2015), la cual es una falla realizada en los terminales del generador (Bus01) mostrado en la Figura 2.17. La Figura 3.1 corresponde a la señal de salida del OEL, que tomó valores diferentes a cero durante el cortocircuito, indicando que el controlador inicia su actuación. En la Figura 3.2 se observa un excesivo incremento de la corriente de campo debido al cortocircuito, en este intervalo de tiempo del orden de los milisegundos, no existe una acción de control instantáneo sobre la corriente de campo, debido a la topología del limitador usado en este trabajo, tal como se indicó en el capítulo anterior. La corriente de campo alcanza un valor de 2.137p.u., siendo esta la corriente de campo no recíproca, y su valor sería de $1.997 * FLC$, que es la teoría indicada en la Figura 1.7.

3.1.1.2 Inyección de carga reactiva

Esta prueba realizó siguiendo como ejemplo de la referencia (Pajuelo, 2015), y se trata de la inyección de una carga reactiva de tipo inductiva durante 35s, lo suficientemente grande como para provocar un gran aumento en la corriente de excitación y corroborar la actuación del OEL, es una carga de 200MVar conectada en la barra del generador. Los resultados se observan en la Figura 3.3 y Figura 3.4.

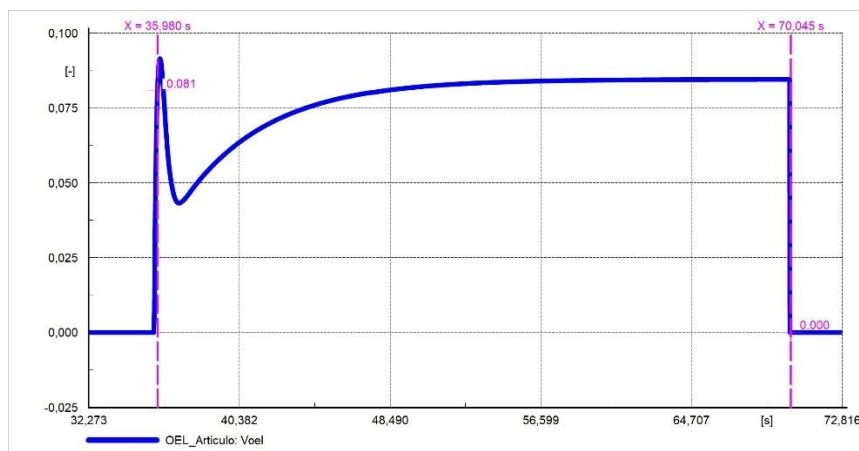


Figura 3.3. Señal de salida del OEL, inyección de 200MVAR

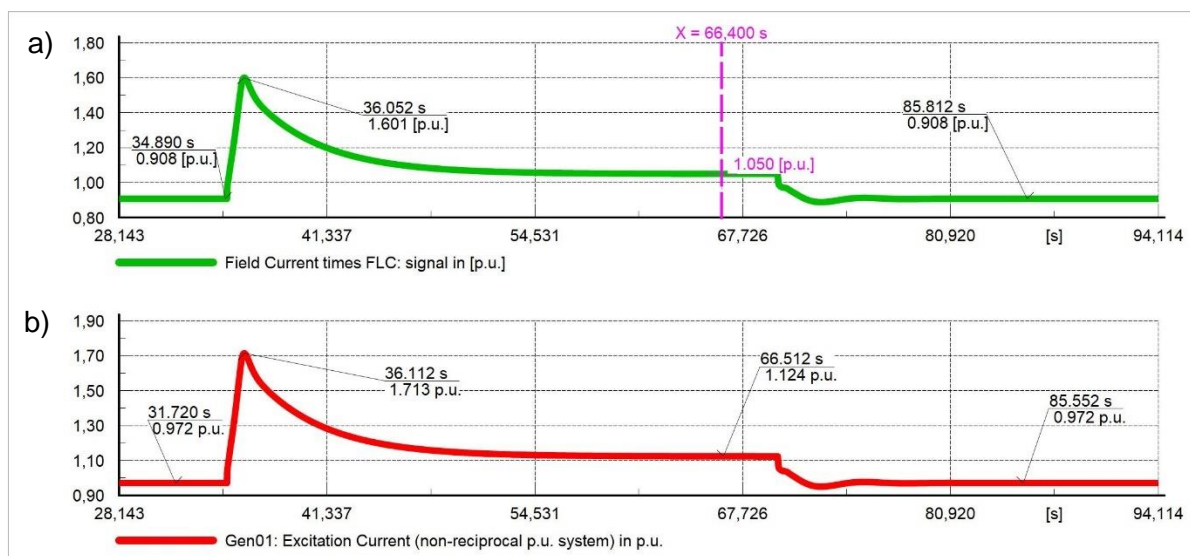


Figura 3.4. a) Corriente de excitación como factor de la FLC b) Corriente de excitación, prueba de inyección de 200MVAR

En la Figura 3.3 se tiene la señal de salida del OEL, que actuó únicamente mientras la carga reactiva se mantiene conectada. En la Figura 3.4 se observa la corriente de campo, en color verde a la corriente como múltiplo de la FLC, y en color rojo al valor real de esta corriente. Esta alcanzó un pico de 1.713p.u., mayor que la configuración máxima del OEL de $1.6 * FLC$ en p.u., de modo que el tiempo que le toma al OEL en reducir esta corriente al valor seguro de $1.5 * FLC$ en p.u. es de 31.5s, tiempo muy aproximado a los 30s que indica la teoría del OEL mostrada en la Figura 1.7. La actuación del OEL se corrobora con el decaimiento del valor de la

corriente de campo, que inicia con un transitorio debido a la desconexión de la carga reactiva.

Adicional, se realizó una variante de esta prueba, y consistió en que la inyección de carga reactiva inductiva sea de 30MVAR, con el objetivo de que la corriente de campo alcance un valor menor a la referencia de $1.6 * FLC$ en p.u., pero mayor a la referencia de $1.5 * FLC$ en p.u. Las gráficas se muestran a continuación.

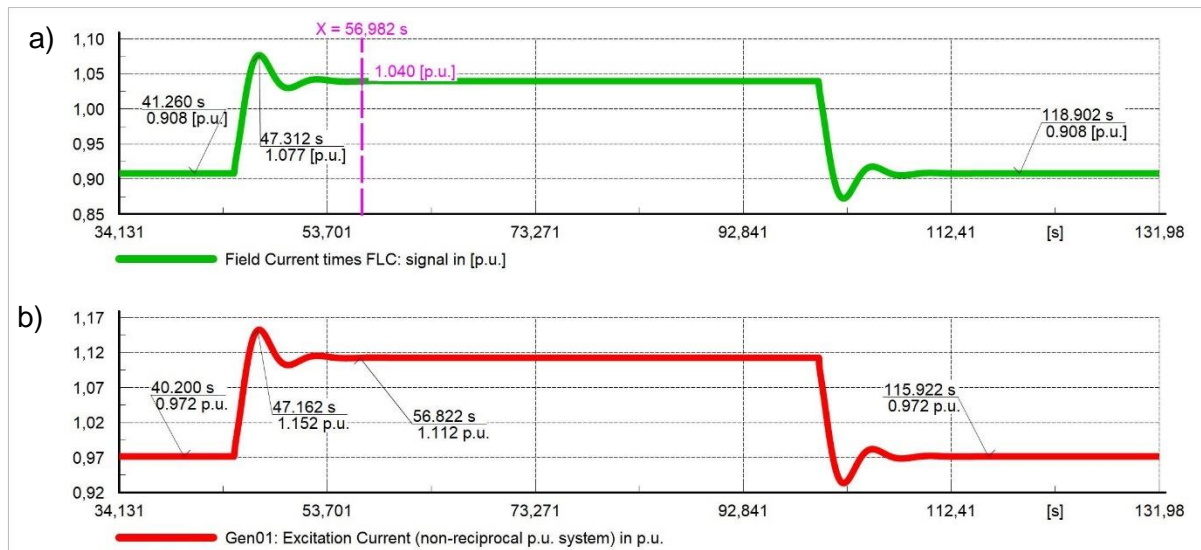


Figura 3.5. a) Corriente de excitación como factor de la FLC b) Corriente de excitación, prueba de inyección de 30MVAR

Como se observa en la Figura 3.5, la corriente de campo alcanzó un pico de 1.152p.u., que es igual a $1.077 * FLC$, y el OEL fue capaz de reducirla hasta $1.04 * FLC$; del mismo modo, en color verde se tiene a la corriente como múltiplo de la FLC, y en color rojo al valor real de esta corriente.

3.1.1.3 Prueba de escalón en la referencia del AVR

Esta prueba es estandarizada para todo tipo de controlador, y consiste en una señal escalón en la referencia del regulador de voltaje (V_{REF}), de manera que el AVR intenta llevar el voltaje terminal al nuevo valor. Se ha tomado como ejemplo a las simulaciones realizadas con esta prueba a las referencias bibliográficas (Ullauri, Cepeda, & Arcos, 2014) (Pinta García, 2017), donde se prueba el AVR en cada uno de esos trabajos a

través de este método. Las gráficas de resultados se muestran en la Figura 3.6 y Figura 3.7.

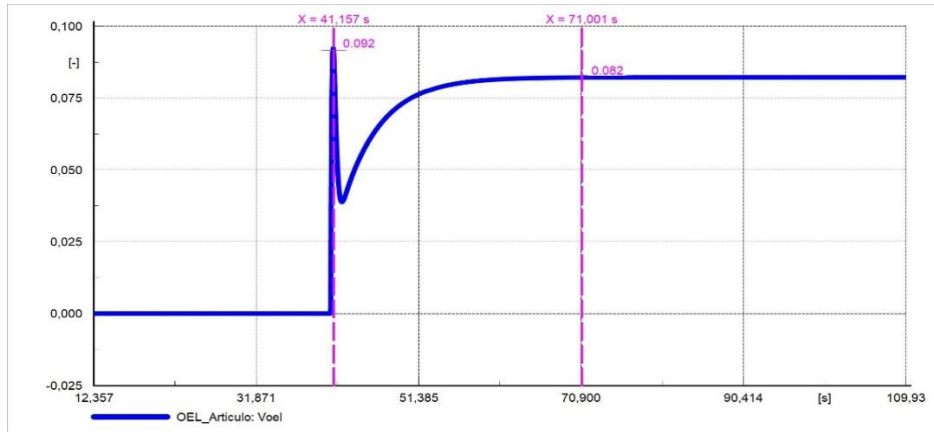


Figura 3.6. Señal de salida del OEL, escalón en referencia del AVR

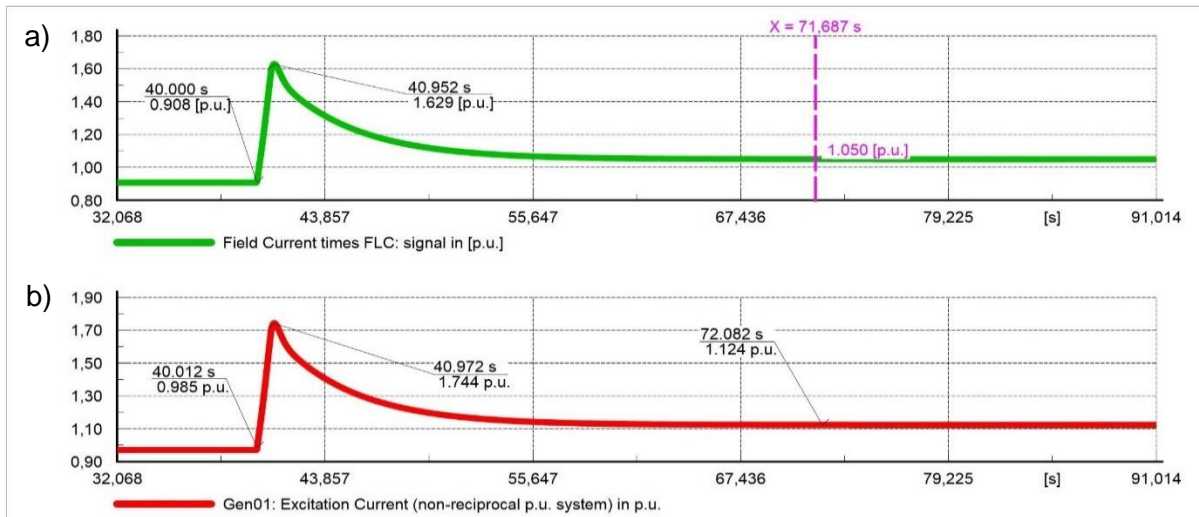


Figura 3.7. a) Corriente de excitación como factor de la FLC b) Corriente de excitación, prueba de escalón en referencia del AVR

El escalón coloca a la referencia de voltaje en 1.1p.u. La Figura 3.6 demuestra que mientras se corrige el valor de la corriente de campo, la señal de salida del OEL tiene una pendiente diferente de cero. Es posible ver en la Figura 3.7 que la corriente de campo alcanza un valor 1.744p.u. igual a $1.629 * FLC$. La actuación del OEL toma casi 31.7s en alcanzar el valor de $1.05 * FLC$ de la corriente de campo. La simbología de colores se mantiene como en el caso anterior.

3.1.2 Resultados del OEL

Aun cuando este limitador no es el principal, su actuación es una gran ayuda para la limitación de la variable de interés en este trabajo, que es el flujo magnético. Sus resultados muestran tiempos de actuación que están muy por debajo de los límites impuestos por los estándares C37.102-1995, C50.13-1977, y C50.12-2005; correspondientes a protección de generadores AC, generadores de rotor cilíndrico y de polos salientes, respectivamente.

La Tabla 1.1 muestra los valores de corriente de campo establecidos por la normativa, y el tiempo máximo que debe tolerar el bobinado de campo de un generador AC de cualquier tipo de rotor. El OEL logró mantener los valores muy por debajo de lo establecido por la norma.

En las pruebas al OEL se obtuvo como resultado que el limitador logra bajar a $1.05 * FLC$ en un tiempo de 30s desde una corriente de $1.6 * FLC$ (160% según la Figura 1.7), pero esto no significa que la corriente se mantiene en un valor de 1.6p.u., sino que es el tiempo que le toma al OEL en bajar la corriente al valor de operación permanente, mas no el tiempo en que esta corriente se mantiene en 160%.

3.1.3 Prueba del limitador V/Hz

Para probar este limitador únicamente se realizó la prueba de escalón en la referencia del AVR, debido a que es la mejor manera de elevar el voltaje terminal, lo que a su vez aumenta la proporción V/Hz haciendo actuar al limitador. Es importante tener en cuenta que el cambio de frecuencia fue tan pequeño que se considera que solo el voltaje de barra cambia. La señal V_{REF} se colocó en un valor de 1.15p.u, su resultado se observa en la Figura 3.8.

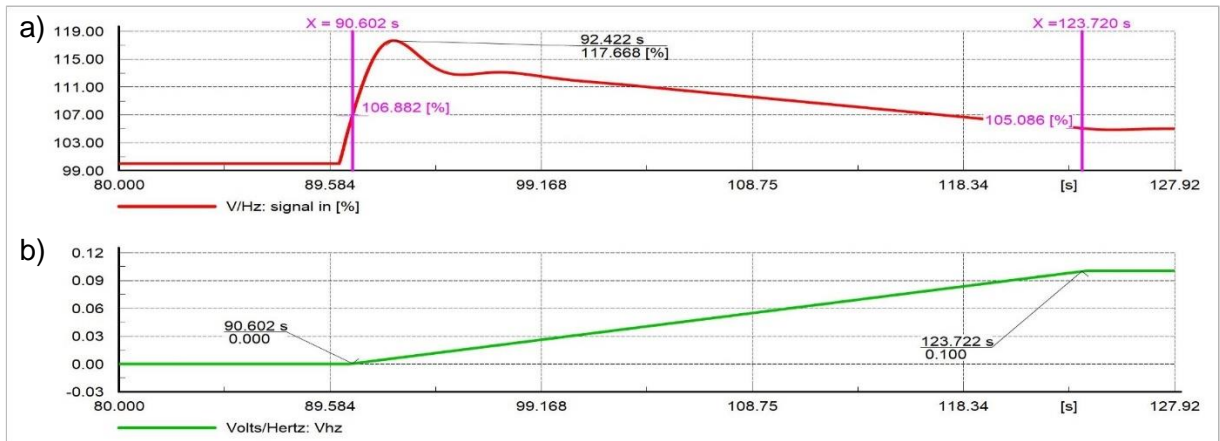


Figura 3.8. a) Señal V/Hz en terminales del generador b) Señal de salida del limitador V/Hz, escalón en referencia del AVR

Este limitador actúa cuando la proporción V/Hz de los terminales del generador sobrepasa la referencia de 1.05p.u., la señal llega a un valor pico de 117.6% y es controlado por el limitador V/Hz hasta el valor seguro de aproximadamente 105%, deteniéndose su actuación en un tiempo total de 33.1s, esto se observa en la parte a); mientras que en la sección b) se observa la actuación del limitador.

3.1.4 Resultados del limitador V/Hz

Este limitador es el principal de este trabajo, y de igual manera su actuación cumple muy bien con la limitación de los valores de flujo magnético, muy por debajo de los tiempos en donde la protección podría actuar. Su coordinación con la protección luce de la siguiente manera:

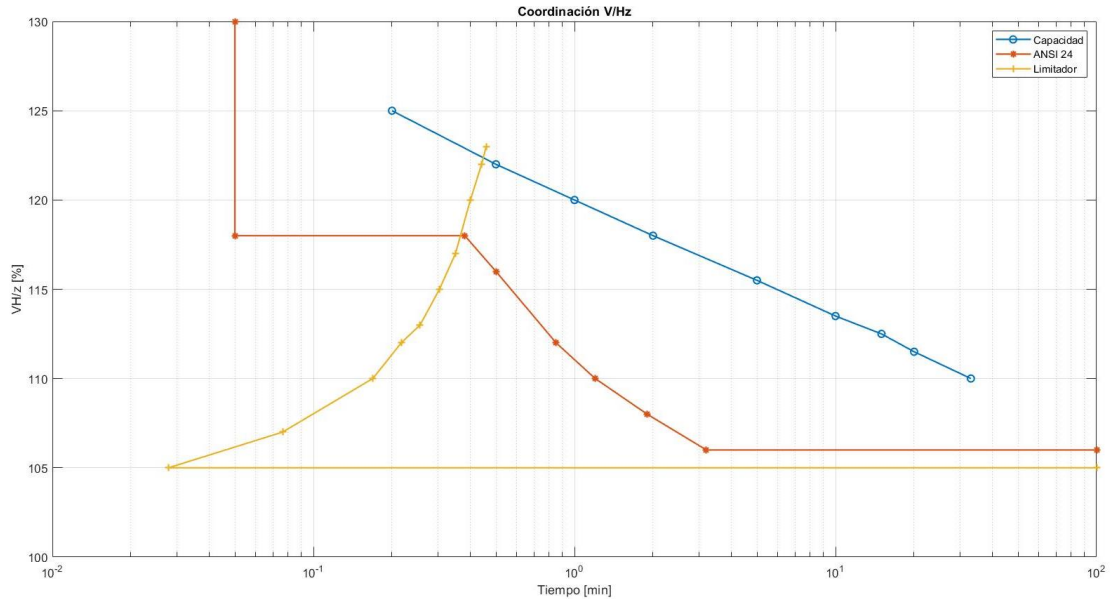


Figura 3.9. Coordinación del limitador V/Hz y de la protección

Se observa en la Figura 3.9 el amplio rango de valores de porcentaje de flujo magnético en donde el generador puede operar sin que actúe la protección, se tiene en color azul a la capacidad de resistencia al flujo magnético de la máquina y que corresponde al aislamiento interno, en color rojo a la curva teórica de tiempo definido e inverso de la protección de sobreexcitación, en color amarillo a la curva correspondiente a la actuación solo del limitador V/Hz. Sin embargo, se debe tener una muy importante consideración de esta gráfica de curvas coordinadas: la curva del limitador V/Hz indica el tiempo que le toma al limitador en llevar al flujo magnético hacia valor de operación indefinida de 105%, desde el valor de flujo que indica la gráfica. Al contrario de la filosofía de operación de la protección, que permite que el flujo magnético esté en dicho valor durante determinado tiempo antes de actuar. Por ejemplo, en el caso hipotético de un valor de la curva V/Hz, considerando la coordenada (110%, 0.17min) que se ve en la Figura 3.9, esto indica que cuando existe un evento que lleva el valor del flujo magnético al 110% el limitador V/Hz tardará 0.17min en devolver el valor de flujo a 105%, que es el valor del tiempo indefinido.

Esto significa también que el punto de intersección de las curvas del limitador V/Hz y la protección ANSI 24 es un referencial del tiempo que le toma a este limitador en devolver al valor de 105%, el limitador V/Hz disminuye el valor de flujo magnético en un tiempo mucho menor al indicado por la protección.

3.1.5 Resultados de los limitadores V/Hz y OEL

Estas pruebas tuvieron la finalidad de probar cada uno de los dos limitadores de manera independiente. Uno de los resultados más notorios es que, a pesar de que los limitadores no son complejos, en cada caso fueron capaces de cumplir sus objetivos de limitar con éxito a la variable monitoreada, ante eventos que causaban una operación forzada de la máquina, y considerando además que a ninguno se cambió sus configuraciones. A continuación, se muestran los resultados coordinados.

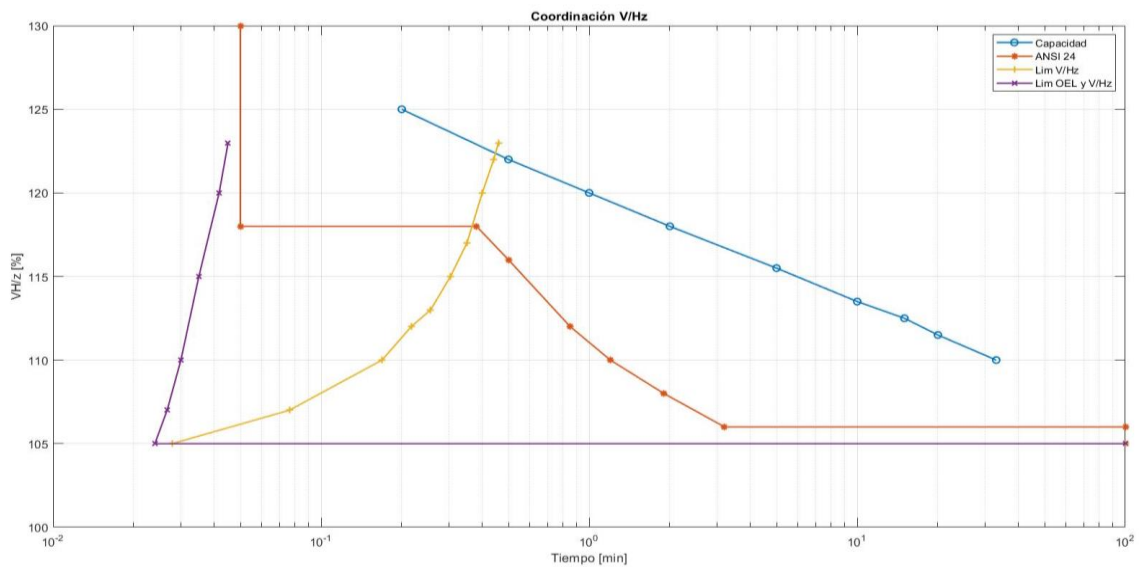


Figura 3.10. Coordinación de los sistemas limitadores y de protección

Se muestra en la Figura 3.10 la coordinación entre ambos sistemas y por tanto el margen de seguridad entre la región competente a los limitadores y la capacidad V/Hz de la máquina; en color azul a la capacidad de resistencia al flujo magnético de la máquina, en color rojo están las curvas teóricas de tiempo definido e inverso de la protección ANSI 24, en color amarillo a la curva correspondiente a la actuación únicamente del limitador V/Hz, y en color morado a la actuación conjunta de ambos limitadores; donde se observa también la operación permanente en el valor de 105% correspondiente al flujo magnético.

Como se explicó en la sección anterior, las dos curvas referentes a los limitadores tienen interpretaciones distintas a las curvas de la protección y de la capacidad de flujo magnético; la Figura 3.10 es una coordinación temporal entre

los conceptos de los limitadores y el de las protecciones, ambos respecto a la relación V/Hz.

3.2 Pruebas de la protección ANSI 24

Para estas pruebas se realizaron solo escalones en la referencia de voltaje del AVR, para así conseguir los niveles de voltaje que hagan actuar la protección. Adicional, todas las pruebas se realizaron con los limitadores V/Hz y OEL desactivados.

3.2.1 Prueba a la protección de tiempo definido

Debido a que se necesitó un valor de flujo magnético alto para hacer actuar a la parte de tiempo definido, en esta prueba se inyectó un escalón en el voltaje de referencia, de 1.25p.u. En esta prueba se mantuvo activada solo la etapa de tiempo definido de la protección, sus resultados se ven en la Figura 3.11.

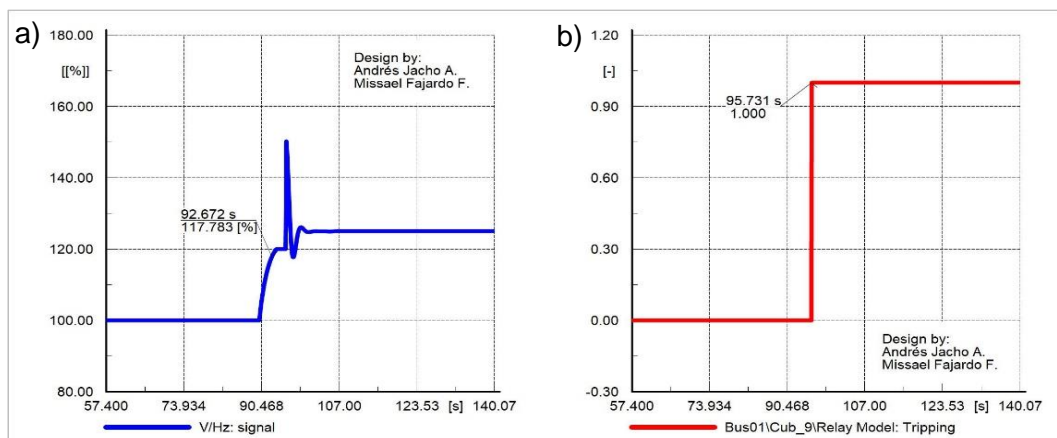


Figura 3.11. a) Señal de la relación V/Hz b) Señal binaria del relé

En la Figura 3.11 se observa en color azul a la señal de la relación V/Hz, esta aumentó su valor debido al escalón en la referencia de voltaje y alcanzó un valor de 117.78% y se asentó en un tiempo de simulación de 92.67s (escalón ocurrido en el tiempo 90s). En color rojo se tiene una señal binaria que representa el estado de la protección ANSI 24 de tiempo definido (0 no activada y 1 activada). Se observa que actuó en el tiempo 95.73s causando un pico considerablemente alto debido al disparo de la protección, lo que indica que transcurrieron 3s para el disparo de la protección.

3.2.2 Prueba a la protección de tiempo inverso

De igual manera para la curva de tiempo inverso, se realizó un escalón de voltaje, pero ahora de 1.15p.u., con la finalidad de que se alcance un nivel alto de flujo magnético para que actúe la protección. Esta prueba debe realizar preferentemente con la etapa de tiempo definido activada, para verificar la selectividad de ambas etapas de la protección 24; los resultados de las señales principales se muestran en la Figura 3.12.

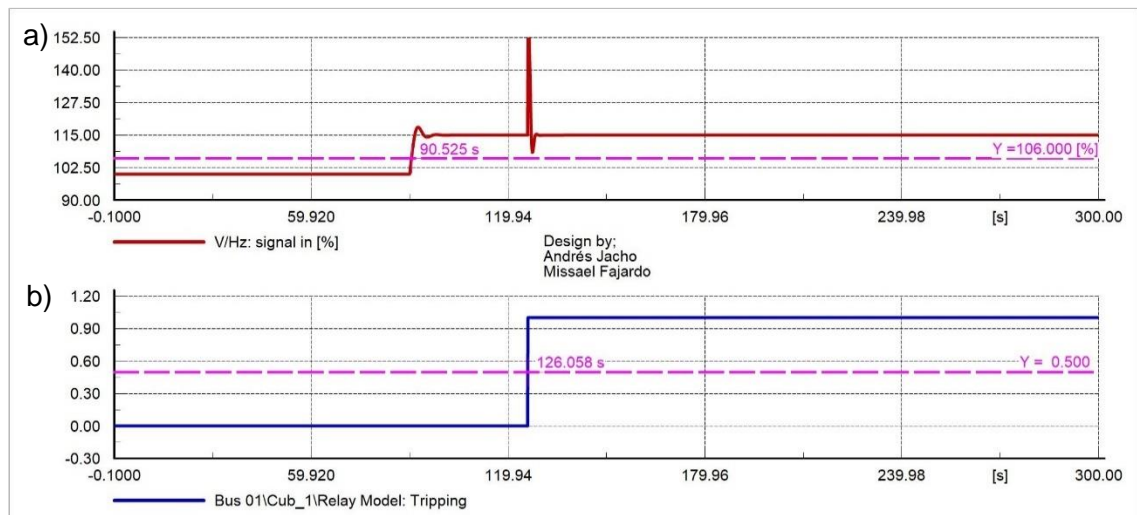


Figura 3.12. Señales de V/Hz y salida del relé

En la Figura 3.12 se observa en color rojo a la señal del flujo magnético, que alcanza un valor de 106% al tiempo 90.52s de la simulación. Y en color azul se observa a la señal binaria correspondiente a la actuación del relé, que dispara al tiempo 126.06s. Lo que significa que la protección ha actuado en 35.5s por establecerse en 115%.

De este mismo modo, se realizaron pruebas con diferentes valores de escalón en la referencia de voltaje, con el objetivo de observar el tiempo al que actúa la protección, y posteriormente compararlos con la curva teórica. Cada valor diferente de escalón da un punto distinto en la curva que se va a trazar.

3.2.3 Resultados de pruebas a la protección ANSI 24

Las pruebas para la característica de tiempo definido de la protección ANSI 24 arrojan resultados que muestran que la protección simulada acciona en

tiempos iguales a la curva teórica definida en el estándar.

En cuanto a las pruebas realizadas en la sección 3.2.2, estas se realizaron también para comparar los resultados de la simulación con los puntos de la curva teórica de esta función de protección. Los resultados se resumen en la gráfica mostrada:

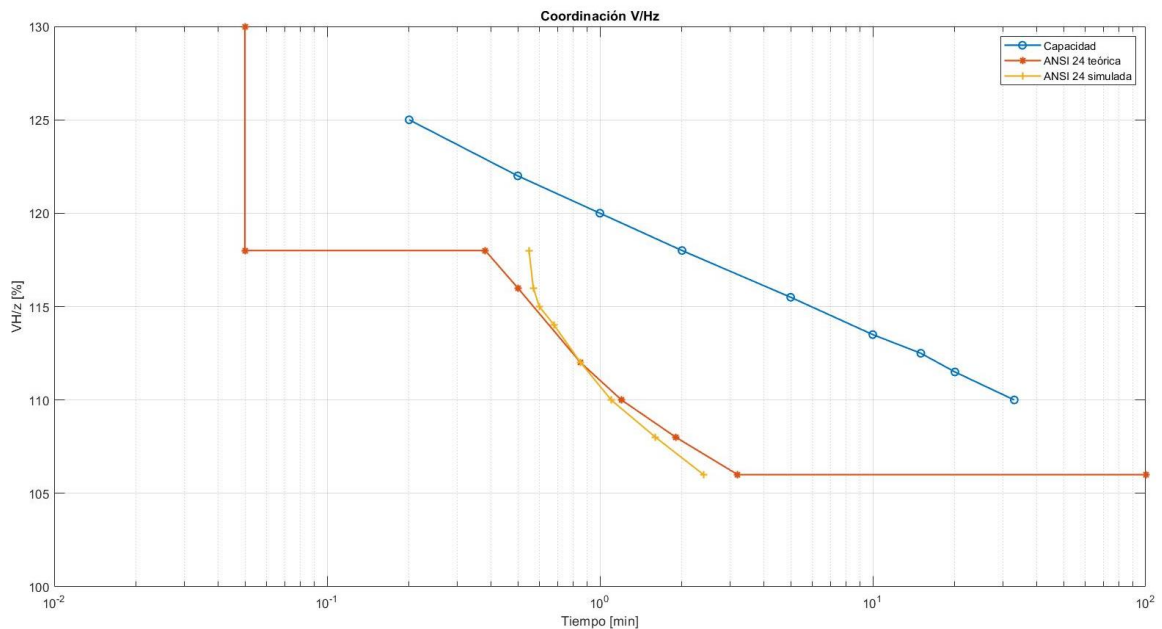


Figura 3.13. Comparación de curvas simulada y teórica

En la Figura 3.13 se observa la comparación de las curvas simulada y teórica de tiempo inverso, en colores amarillo y rojo, respectivamente. El comportamiento más notorio que se observa es que justo en la parte central de la curva de tiempo inverso, las curvas parecen coincidir con exactitud, mientras que en los extremos superiores e inferiores ocurre una pequeña desviación.

Este error en los tiempos de actuación se puede considerar como nada relevante respecto a riesgo de daño del aislamiento del generador, debido a que la curva de capacidad V/Hz del generador se encuentra muy distante respecto a tiempo, en el orden de varios minutos. Para efectos prácticos y de la naturaleza de un fenómeno como el flujo magnético, se puede afirmar que es una muy buena aproximación.

Consultando en varios catálogos diferentes de fabricantes de protecciones

eléctricas se puede observar que, respecto a rangos de operación de las etapas, todos coinciden en recomendar que la etapa de tiempo inverso inicie al 105% del valor de la relación V/Hz, que es de acuerdo a los estándares usados en este trabajo. Mientras que para la etapa de tiempo definido los fabricantes sugieren que el *pick-up* sea configurado a valores entre 176% y 180% del valor V/Hz; este valor es considerado como muy alto respecto los valores mostrados en los estándares analizados en la Sección 1.4.6.

3.3 Resultados de pruebas a los sistemas coordinados

Luego de realizadas las pruebas, se pudo obtener el nivel de flujo magnético en el cual el limitador V/Hz no resulta efectivo para reducir esta variable, y la protección actúa para resguardar la integridad de la máquina. El valor obtenido es lo suficientemente alto como para afirmar que la configuración del limitador tiene un muy amplio rango de actuación exitosa, en donde no deja que la protección ANSI 24 dispare.

En la figura mostrada a continuación se tiene las intercepciones de la curva del limitador V/Hz con la curva de la protección y de la capacidad de flujo, ambas como resultados de las simulaciones, y se puede observar con una franja color verde a la zona donde este limitador ya no es capaz de reducir el flujo sin que actúe la protección. Los resultados obtenidos indican que en valores de V/Hz entre 120% y 121%, la protección actúa en su etapa de tiempo definido.

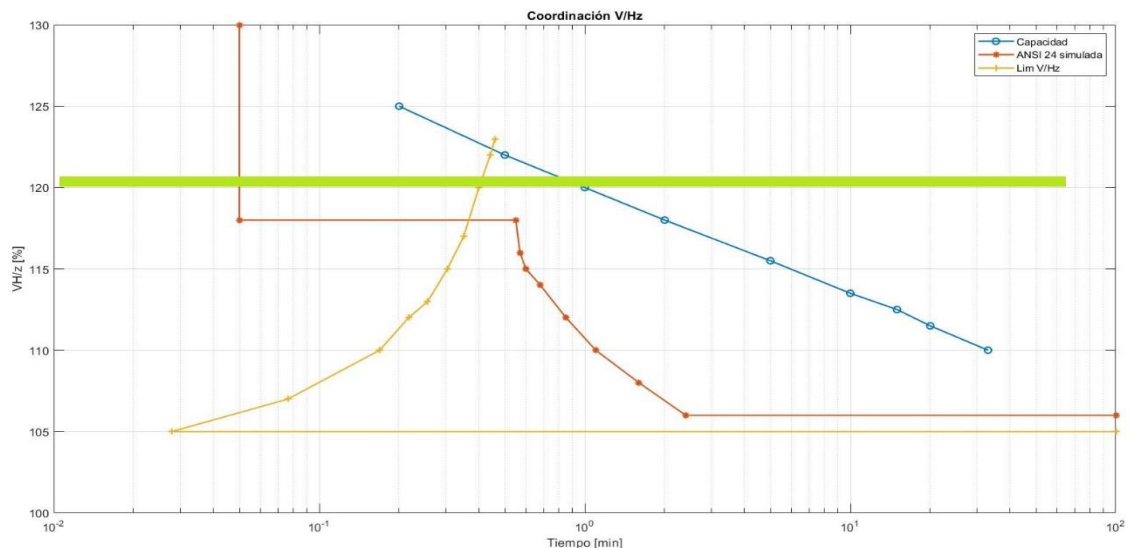


Figura 3.14. Límite de efectividad del limitador V/Hz

Es muy notorio lo explicado en la sección 3.1.4 acerca de la coordinación entre curvas de limitadores y de protecciones. En la Figura 3.14 es visible que, luego del aparente intercepto de las curvas del limitador y la protección (en 118%), hay un rango de 2% o más de valor V/Hz que el limitador es capaz de manejar (franja color verde de esta figura), pudiendo llegar hasta aproximadamente 121%. Aunque parezca en la curva de la Figura 3.14 que la protección de tiempo definido actúa a partir de 118% hacia arriba, esto no se cumple, demostrando que el limitador es más rápido incluso que la protección ANSI 24 de tiempo definido en todo el rango de 118%.

Según esto, se analiza que una descoordinación podría ocurrir en el sistema de protección y el limitador. En el limitador se puede llegar a una falla que afecte al desempeño correcto del elemento, debido a un incorrecto ajuste de parámetros en las señales de referencia o de los elementos transductores, es decir de los elementos de medición y acondicionamiento de señales, que llevan la señal medida a los controladores. Una correcta actuación de los limitadores no provoca la actuación de la protección, hasta la región analizada donde se juntan la actuación del sistema de limitación y protección. Estas causas de descoordinación pueden darse durante la operación de un generador.

Por lo contrario, los motivos de descoordinación propios de configuraciones y parametrizaciones pueden ser debido a un incorrecto ajuste de parámetros en el valor del dial de tiempo de la protección, tanto para la etapa de tiempo definido como inverso. La actuación conjunta de los limitadores mantendrá la coordinación con la protección de tiempo definido, siempre que se cumplan las configuraciones propuestas a lo largo de este trabajo, como estrategia de coordinación, lo cual puede ser corroborado observando la Figura 3.10. De igual manera si se mantiene la configuración de pick-up y dial de tiempo de esta etapa de la protección, de modo que las curvas se visualicen como en dicha figura: la curva de los limitadores debe mantenerse a la izquierda de la etapa de tiempo definido, cumpliendo así la coordinación de tiempos.

También se observa que se mantiene la coordinación de las curvas simuladas del limitador V/Hz y de la protección de tiempo inverso, siempre que se cumplan los parámetros descritos en este trabajo, en especial los pick-up correspondientes a cada una de las curvas, de lo contrario sucedería una descoordinación. De manera que el

pick-up del limitador V/Hz siempre debe ser un valor menor al pick-up de la protección de tiempo inverso, para que la curva del limitador quede inferior a la curva de la protección, como se visualiza en la Figura 3.14, que el primer pick-up fue de 105% y en el segundo caso fue de 106%, respectivamente. Las configuraciones del limitador deben mantenerse dentro del rango del 105% al 107%; y las de la protección, hasta 110%, esto según el estándar IEEE C37.102-1995. Por ejemplo, en caso de que se configure un pick-up de 107% para el limitador y uno de 106% para la protección, este sería un escenario de descoordinación debido a que primero actuará el limitador hasta el valor de pick-up, y luego la protección de tiempo inverso. Referente al dial de tiempo de la protección de tiempo inverso, es posible ver en la Figura 2.26 que los diales probados no afectan a la coordinación con el limitador, ni con la curva de capacidad de flujo del generador, siendo este un parámetro de menor impacto comparado con el pick-up.

La estrategia de coordinación se cumple incluso para valores diferentes a los sugeridos a lo largo de este trabajo, siempre y cuando se respete el orden jerárquico de los sistemas de control y protección; y considerando también el cumplimiento de los estándares.

CAPÍTULO 4

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El modelado y desempeño de los controladores corresponde a las características indicadas en la teoría. A pesar de no ser diseños de gran complejidad, cumplen todos los objetivos planteados en este trabajo, y su uso en generadores es debido a que su topología es de fácil entendimiento para la parametrización y configuración; el diseño de estos controladores es ampliamente usado en varios trabajos investigativos de alto nivel, así como fabricantes de controladores y protecciones, donde cumplen con las regulaciones y limitaciones de acuerdo con la capacidad de flujo magnético fijada en los estándares.

Conclusiones

El sistema de prueba modelado en PowerFactory es útil para probar la actuación de sistemas de control y protección, considerando que es un generador conectado a un sistema eléctrico robusto. El no contar con un sistema multimáquina evita tener que considerar aspectos como modos oscilatorios debido a tener áreas del SEP, o múltiples zonas donde se deban hacer consideraciones de intercambios de flujos de potencia. Los controladores y protecciones analizados en este trabajo son exclusivamente de competencia local de una sola máquina.

El modelado del sistema de excitación requirió de la adaptación de los limitadores V/Hz y OEL como entradas del AVR usado, debido a que no se encontraron anteriores trabajos o diseños donde se empleen ambos limitadores en el mismo modelo de AVR. Las configuraciones del controlador de excitación (AVR y sus mallas limitadoras) fueron llevadas al software con los ajustes según las normativas; estos parámetros fueron suficientes para lograr resultados que cumplan con los estándares planteados en los objetivos, no fue necesario

cambiar valores de ganancias, ni constantes de tiempo, ni del AVR y sus limitadores.

La simulación de la curva de tiempo definido tuvo un exacto desempeño comparada con la curva teórica, el cual es atribuido al hecho de que solo se tiene un punto de actuación. La etapa de tiempo inverso de la protección ANSI 24 fue modelada de manera aproximada a la curva teórica, lo que permitió que la coordinación se realizara con éxito de acuerdo con la teoría recopilada; las diferencias entre la curva real y simulada de la etapa de tiempo inverso se atribuyen a los errores aportados por los propios elementos del SEP simulado, como: retardos de las funciones de transferencia de controladores, inercia de elementos de red, transductores, entre otros. Se pudo observar que no existe gran diferencia entre la curva simulada y real; la curva simulada no se acerca a la zona de la curva teórica de capacidad de flujo magnético.

La curva V/Hz de coordinación entre el sistema de control y protección debe ser interpretada de una manera distinta a la tradicional; en la curva del controlador, representa la actuación del limitador mientras la variable regulada esté por encima de su referencia. En cuanto a la curva de la protección, esta indica el tiempo desde el momento que la variable alcanza el “pick-up” hasta la actuación del relé. Estas diferencias deben ser observadas y analizadas dentro de un mismo gráfico de coordinación. El limitador V/Hz, por sí solo, logra reducir esta variable incluso en niveles competentes a la protección de tiempo definido, algo que a simple vista no se logra analizar. De igual manera sucede con el ajuste del dial de tiempo, cualquier valor colocado en el dial, el limitador V/Hz analizado actuará antes que la protección, manteniendo la coordinación.

La actuación conjunta del limitador V/Hz con el OEL resultó ser muy restrictiva, de manera que no permiten que actúe la protección de tiempo definido, considerando que esta es la etapa más rápida de la protección ANSI 24. Una descoordinación entre los limitadores y la protección en etapa de tiempo definido se daría por un incorrecto ajuste de esta etapa, por ejemplo, un valor muy diferente de dial de tiempo que desplace la curva de esta etapa hacia la

izquierda, provocando la descoordinación por acercarla mucho a la curva del limitador. La alta rapidez de limitación de ambas mallas podría ser un inconveniente en situaciones donde se requiere que el generador funcione por mayor tiempo en operación forzada sin llegar a sufrir daños en el aislamiento del rotor y estator; situación que ocurre durante eventos emergentes que no provocarían la actuación de la protección. Se debe tener presente esta armonía, entre la operación a valores máximos con la limitación y operación segura que ofrecen ambos limitadores juntos.

A través de los ajustes de parámetros revisados en este trabajo para la protección, control y las pruebas, se logró realizar la representación gráfica de las curvas de ambos sistemas, donde se pudo observar el orden jerárquico para establecer la coordinación de estos dos sistemas. Dentro de la literatura investigada para efectos de este trabajo, no se halló una representación gráfica de la coordinación de ambos sistemas, de modo que permita observar de forma sencilla el orden de competencias entre controladores y protecciones. La principal contribución realizada es justamente poder comparar la jerarquía de competencias de cada sistema, y que sirva para ser usada en casos reales como buena práctica para mejorar la confiabilidad del sistema de generación, y así evitar la desconexión innecesaria de la máquina, y un posible daño del aislamiento por no contar con los limitadores debidamente configurados.

Recomendaciones

Respecto a la coordinación de los sistemas, se recomienda siempre respetar el orden jerárquico entre los limitadores y la protección. Se puede afirmar que la gráfica de coordinación de las curvas tenga a los limitadores por debajo y a la izquierda de las curvas de las protecciones, exceptuando la etapa de tiempo definido, debido a que su disparo debe ser mucho más rápido que los limitadores, sin permitir actuaciones temporizadas de los controladores.

Una desventaja al momento de modelar y simular la característica de

tiempo inverso de la protección ANSI 24 fue no haber tenido una función matemática. En este trabajo se modeló la etapa de tiempo inverso a partir de los puntos de la curva teórica. Con los datos obtenidos del estándar se realiza la parametrización en software, logrando aproximar el comportamiento real de la protección. En futuros análisis se recomienda utilizar una función de tiempo inverso para modelar y obtener una mayor exactitud en los resultados.

Este trabajo plantea una estrategia de coordinación mediante simulación utilizando un software como PowerFactory. Se recomienda como futuros análisis la configuración *“hardware-in-the-loop”*, de tal forma que se empleen elementos reales como parte de la simulación, por ejemplo, un relé numérico coordinado con el sistema de control simulado en software en tiempo real. Este tipo de análisis puede poner a prueba las características, ajustes y configuraciones que los fabricantes de protecciones proponen.

BIBLIOGRAFÍA

- Agee, J. C., Beaulieu, R., Berube, G. R., Hurley, J., Taylor, C., Kundur, P., . . . Ribeiro, J. (1995). Recommended models for overexcitation limiting devices. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 10(4), 706-713.
- American National Standards Institute. (1977). *American National Standard Requirements for Cylindrical-Rotor Synchronous Generators*. New York.
- Girgis, G. K., & Vu, H. D. (1995). Verification of Limiter Performance in Modern Excitation Control Systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 10(3), 538-542.
- Hurley, J. D., Bize, L. N., & Mummert, C. R. (1999). The Adverse Effects of Excitation System Var and Power Factor Controllers. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 14(4), 1636-16945.
- IEEE. (1995). *IEEE Guide for AC Generator Protection*. New York.
- IEEE Power Engineering Society. (2005). *IEEE Recommended Practice for Excitation Systems Models for Power System Stability Studies*. New York.
- IEEE Power Engineering Society. (2005). *IEEE Standard for Salient-Pole 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators and Generator/Motors for Hydraulic Turbine Applications Rated 5 MVA and Above*. New York.
- IEEE Standards Association. (2014). *IEEE Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems*. IEEE Power and Energy Society, New York.
- Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*. Palo Alto, California: McGraw-Hill. Retrieved 2021
- Magalhães Coelho, A. L. (2016). *Um Sistema Integrado de Testes de Funções de Proteção de Geradores Síncronos Associadas aos Limites de Excitação de um Modelo de AVR Implementado em Ambiente de Simulação Digital em Tempo Real*. Tesis de pós-graduação, Itajubá, Brasil.
- Mozin, C. J., & Reichard, M. (2007). Coordination of Generator Protection with Generator Excitation Control and Generator Capability. *IEEE Power Engineering Society General Meeting*.
- Murdoch, A., Delmerico, R. W., Venkataraman, S., Lawson, R. A., Curran, J. E., & Pearson, W. R. (2000). Excitation System Protective Limiters and Their Effect on Volt/Var Control-Design, Computer Modeling, and Field Testing. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 440-450.
- NEPLAN. (2013). *Exciter Models*. Küsnacht, Switzerland.
- NEPLAN. (2013). *Turbine-Governor Models*. Küsnacht, Switzerland.
- North American Electric Reliability Corporation. (2010). *Power Plant and Transmission System Protection Coordination*. Technical Reference Document, NERC, New Jersey.
- Pajuelo, E. (2015). *Coordination of Generator Protection and Control in the Over and Under Excited Regions*. Tesis doctoral, Saskatchewan, Canadá. Retrieved 2021
- Piardi, A. B., Pesent, J. R., Otto, R. B., & Ramos, R. A. (2013). *Evaluation of Volts/Hertz and over-excitation limiters acting under unbalanced load conditions*. IEEE PES General Meeting, Universidade de São Paulo, Piscataway.
- Pinta García, C. M. (2017). *Estructuración de una base de datos y análisis de transitorios electromecánicos considerando modelación detallada de las unidades de generación del sistema eléctrico Quito*. Tesis de pregrado, Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito.
- Pozo Rivas, D. A., & Valencia Durán, K. J. (2019). *Ajuste de las protecciones y limitadores*

- de excitación de las unidades de generación de Coca Codo Sinclair considerando la modelación del regulador de voltaje y la curva de capacidad.* Tesis de pregrado, Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito.
- Ullauri, M. V., Cepeda, J. C., & Arcos, H. N. (2014). Modelación y Validación de Sistemas de Control de Unidades de Generación del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano. *Energía*, 2015(11), 48-58.
- VOITH. (2016). *Modelos para estudios de estabilidad del sistema de potencia, Central Paute Molino.* Modelos para estudios de estabilidad del Sistema de Potencia Central Paute Molino.