

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



**TEMA:**

**PROPUESTA TÉCNICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE  
EXCITACIÓN ESTÁTICO EN LA UNIDAD 1 DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL  
AMBI.**

Trabajo de Grado previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico

**AUTOR:**

Segundo Alberto Vilañez Paguay

**DIRECTOR:**

Jhonny Javier Barzola Iza

Ibarra, febrero de 2025



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



**AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD  
 TÉCNICA DEL NORTE**

**1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA**

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

<b>DATOS DE CONTACTO</b>	
<b>CÉDULA DE IDENTIDAD:</b>	1004607451
<b>APELLIDOS Y NOMBRES:</b>	Vilañez Paguay Segundo Alberto
<b>DIRECCIÓN:</b>	Ibarra
<b>EMAIL:</b>	savilanezp@utn.edu.ec
<b>TELÉFONO FIJO:</b>	<b>TELÉFONO MÓVIL:</b> 0982585130

<b>DATOS DE LA OBRA</b>	
<b>TÍTULO:</b>	PROPUESTA TÉCNICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE EXCITACIÓN ESTÁTICO EN LA UNIDAD 1 DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL AMBI.
<b>AUTOR :</b>	Vilañez Paguay Segundo Alberto
<b>FECHA DE APROBACIÓN: DD/MM/AAAA</b>	26/02/2025
<b>PROGRAMA:</b>	<input checked="" type="checkbox"/> <b>PREGRADO</b> <input type="checkbox"/> <b>POSGRADO</b>
<b>TITULO POR EL QUE OPTA:</b>	<b>Ingeniero Eléctrico</b>
<b>ASESOR /DIRECTOR:</b>	MSc. Jhonny Javier Barzola Iza MSc. Isabel Marina Quinde Cuenca

**2. CONSTANCIAS**

El autor manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto, la obra es original y que es el titular de los derechos patrimoniales, por lo que asume la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 26 días del mes de febrero de 2025

**EL AUTOR:**

(F).....  
 Segundo Alberto Vilañez Paguay



**CERTIFICADO DEL DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN  
CURRICULAR**

Yo, Jhonny Javier Barzola Iza, en calidad de director del señor estudiante Vilañez Paguay Segundo Alberto certifico que, ha culminado con las normas establecidas en la elaboración del Trabajo de Integración Curricular con el tema: “PROPUESTA TÉCNICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE EXCITACIÓN ESTÁTICO EN LA UNIDAD 1 DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL AMBI.”

Para la obtención del título de Ingeniero Eléctrico, aprobado la defensa, impresión y empastado.

Ing. Jhonny Javier Barzola Iza MSc.

**DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



### **DEDICATORIAS.**

Quiero dedicar este trabajo a mis padres como una muestra de convicción , esfuerzo y perseverancia, una muestra de poder cumplir los sueños ante cualquier adversidad y como una muestra del inigualable esfuerzo que me brindaron cada día.

Quiero dedicárselo a mis hermanos Yess, David, Katty, Pedro y a mi sobrino Davicito como una prueba de que los sueños si se cumplen y que mediante el esfuerzo, el esmero, la constancia y el sacrificio se pueden lograr maravillas.



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



### AGRADECIMIENTOS.

En primer lugar agradezco a mi padre por creer en mí, por apoyarme y brindarme su amor incondicional, agradezco a mi madre por velar por mí, por siempre asegurarse de que me encuentre bien y por todo el apoyo que me brinda.

Agradezco a mis mentores de la Universidad Técnica del Norte, por guiarme en mi proceso educativo y compartir sus conocimientos conmigo, por tener las puertas siempre abiertas ante cualquier duda y por sus consejos para ver la vida desde otra perspectiva. En particular a mi director de proyecto de titulación, por permitirme trabajar con él, por acoger mis ideas y hacerlas crecer y por su asesoramiento en el desarrollo de este trabajo.

Agradezco a mis hermanos, por sus consejos y su apoyo, por permanecer juntos ante cualquier circunstancia y por siempre brindarme el calor de una familia. Les agradezco por ser ejemplo perfecto de que nada es imposible, de que todo se puede cumplir, sí crees en ti mismo y confías en el proceso.

Agradezco a todas las personas que en todo este proceso educativo confiaron en mí, por brindarme experiencias nuevas y muchas risas. Ustedes saben que hay Billy para rato.

Agradezco a mi amiga incondicional Boo y Halley, por su amor, cariño, por apoyarme y escucharme, por creer en la suerte que nos unió.



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



## Índice de Contenido

Índice de Figuras .....	XI
Índice de Tablas .....	XIV
RESUMEN.....	XVII
ABSTRACT .....	XVIII
<b>CAPÍTULO I.....</b>	<b>1</b>
Introducción .....	1
Planteamiento del problema.....	1
Formulación del problema.....	2
Objetivos.....	2
Objetivo General.....	2
Objetivos Específicos.....	2
Alcance y Delimitación.....	3
Justificación.....	4
<b>CAPÍTULO II .....</b>	<b>5</b>
<b>MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>5</b>
2.1 Antecedentes.....	5
2.2 Capacidad Hidroeléctrica Global: Líderes, Tendencias y Desafíos en Energías Renovables.....	8
2.3 Ciclo Integral de la Energía Hidroeléctrica .....	9



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



2.3.1	Infraestructura y Función en la Captación del Agua .....	9
2.3.2	Optimización del Flujo Hidráulico en la Conducción del Agua.....	10
2.3.3	Sistemas y Componentes para el Aprovechamiento de la Energía Hidráulica. .....	10
2.3.4	Etapa de Conversión Mecánica – Eléctrica en la Generación de Energía Eléctrica .....	13
2.3.5	Etapa de Distribución y Transmisión de Energía Eléctrica. ....	14
2.4	Sistemas de Excitación. ....	14
2.5	Tipos de Sistemas de Excitación.....	17
2.5.1	Sistemas de Excitación Sin Escobillas.....	17
2.5.2	Sistemas de Excitación Integrados.....	18
2.5.3	Sistemas de Excitación Estáticos .....	18
2.6	Topologías de Sistemas de Excitación Estáticos .....	19
2.6.1	Sistema de Excitación Estático de Fuente Potencial.....	20
2.6.2	Sistema de Excitación Estático de Fuente compuesta .....	21
2.6.3	Sistema de Excitación Estático PMSM híbrido .....	22
2.6.4	Sistema de Excitación Estático Impulsor (Booster).....	23
2.6.5	Sistema de Excitación Estático Boost-buck.....	24
2.6.6	Sistema de Excitación Estático de Fuente de voltaje.....	24
2.7	C.H. El Ambi .....	25
2.7.1	Obras Civiles.....	25



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



2.7.2	Casa de máquinas.....	27
2.7.3	Turbina y generadores.....	27
2.7.4	Tablero de control de excitación.....	28
2.7.5	Modelo Matemático del AVR modelo DECS-200 .....	29
<b>CAPÍTULO III .....</b>		<b>31</b>
<b>MATERIALES Y MÉTODOS .....</b>		<b>31</b>
3.1	Lugar de Investigación.....	32
3.1.1	Datos técnicos y especificaciones de los generadores. ....	33
3.1.2	Sistema de excitación rotativo actual.....	34
3.2	Enfoque Cuantitativo. ....	35
3.3	Tipos de Investigación. ....	35
3.4	IEEE Std 421.2™, Guía IEEE para la Identificación, Pruebas y Evaluación del Desempeño Dinámico de los Sistemas de Control de Excitación. ....	35
3.5	Medidas de rendimiento de pequeña señal .....	36
3.6	Materiales, equipos y software. ....	37
3.7	Implementación del Software DIgSILENT PowerFactory SP2 (x64).....	38
3.7.1	Modelado de la Red de la C.H. El Ambi .....	39
3.7.2	Modelado y Simulación en Lenguaje DSL.....	43
3.7.3	Modelado del AVR DECS-200 en Lenguaje DSL .....	44
3.8	Metodología para la ejecución de Pruebas de Desempeño Dinámico. ....	48
3.9	Resumen.....	48



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



CAPÍTULO IV .....	49
RESULTADOS Y ANÁLISIS .....	49
4.1 Aplicación de Pruebas de Desempeño Dinámico al sistema actual de la U1 de la C.H. El Ambi. ....	49
4.1.1 Prueba de Funcionamiento en Régimen Estable.....	50
4.1.2 Prueba de incremento de +/- 5% de Vref del AVR DECS – 200 .....	52
4.1.3 Prueba de cambio de Carga al +/- 10% .....	54
4.1.4 Prueba de Rechazo de Carga del 100% .....	56
4.2 Análisis de Sistemas de excitación ST implementados en Centrales Hidroeléctrica. ....	57
4.2.1 Análisis de las respuestas dinámicas de la C.H. Daule Peripa.....	58
4.2.2 Análisis de las respuestas dinámicas de la Central Generadora PRJ – Unidad 9.....	59
4.2.3 Análisis de nuevas tendencias de sistemas de excitación estática en Centrales hidroeléctricas. ....	60
4.3 Comparativa de sistemas de excitación estática de IEEE .....	60
4.4 Modelado y Simulación del Nuevo Sistema de Excitación Estática ST10C en la Unidad 1 de la C.H. El Ambi mediante lenguaje DSL. ....	62
4.4.1 Creación del Diagram Frame para la Red de la C.H. El Ambi .....	63
4.4.2 Configuración de Modelos Matemáticos en el Frame_Red-ST10C .....	64
4.4.3 Configuración de los Common Models en el Composite Model de la Red – ST10C .....	74



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



4.5	Aplicación de Pruebas de Desempeño Dinámico orientada a la U1 de la C.H. El Ambi con el nuevo sistema de excitación estática ST10C.....	76
4.5.1	Simulación en Estado Estable del Sistema de Potencia de la C.H. El Ambi... ..	77
4.5.2	Simulación de incremento de +/- 5% de Vref del Sistema ST10C.....	79
4.5.3	Prueba de incremento de Carga del 10% .....	82
4.5.4	Prueba de decremento de Carga del 50% .....	83
4.5.5	Prueba decremento de Carga del 10% con la Carga general al 50% en $t_0 = 0$ . .....	85
4.5.6	Prueba de incremento de Carga del 100% con la Carga general al 50% en $t_0 = 0$ .....	86
4.5.7	Prueba de incremento de Carga al 100% con la Carga general al 10% en $t_0 = 0$ .....	88
4.5.8	Prueba de Rechazo de Carga del 100% .....	89
	CONCLUSIONES .....	93
	RECOMENDACIONES .....	95
	REFERENCIAS .....	96
	ANEXOS.....	107



## Índice de Figuras

Fig. 1. Capacidad instalada total 2021 .....	8
Fig. 2. Bocatoma Convencional.....	10
Fig. 3. Esquema de la turbina Pelton de eje vertical en la C.H. de Middle Fork (California, EE. UU.) .....	11
Fig. 4. Cuadro de aplicación de turbinas.....	11
Fig. 5 Esquema de un Generador y sus Componentes Principales .....	13
Fig. 6 Diagrama de bloques ES y control del generador .....	15
Fig. 7 Historia del desarrollo de los ES para WFSMs .....	16
Fig. 8 Componentes de un ES sin escobillas para un generador síncrono de 400 kVA, 1500 r/min, 400 V, 50 Hz (175 Hz para excitador) .....	17
Fig. 9 Sistema de excitación tipo ST con alimentación por fuente potencial .....	19
Fig. 10 Configuraciones clásicas de ST fuente potencial .....	21
Fig. 11 Configuraciones clásicas de ST fuente compuesta.....	22
Fig. 12 Sistema de excitación estático tipo PMSM .....	22
Fig. 13 Sistema de excitación moderno ST Booster .....	23
Fig. 14 Sistemas de excitación estática modernos ST Boost – Buck.....	24
Fig. 15 Sistemas de excitación estática modernos ST Fuente de Voltaje.....	25
Fig. 16. Reservorio de la C.H. El Ambi en mantenimiento .....	26
Fig. 17. Unidad generadora 1 de la C. H. del Ambi. (Generador - Excitatriz). .....	27
Fig. 18. Tablero de control de excitación de la Unidad 1 de la C. H. del Ambi.....	28



Fig. 19. Modelo matemático ESAC8B .....	29
Fig. 20. Proceso de Investigación .....	31
Fig. 21 Central Hidroeléctrica El Ambi.....	32
Fig. 22 Respuesta típica de un sistema de excitación ante un cambio en la entrada .....	37
Fig. 23. Diagrama Unifilar de la C.H. El Ambi con PowerFactory SP2. ....	41
Fig. 24. Conexión de los slots Gen_1 y AVR_DECS-200. ....	44
Fig. 25. Diagrama de bloques del AVR_Basler_DECS-200. ....	47
Fig. 26 Flujo carga para verificación de punto inicial de operación en el Gen_1. ....	50
Fig. 27 Pruebas de régimen estable - Gen1 de la C.H. El Ambi.....	51
Fig. 28 Prueba incremento del +5% del Vref del AVR en la U1 de la C.H. El Ambi.....	52
Fig. 29 Prueba de incremento del 10% en la carga resistiva del SEP.....	54
Fig. 30 Prueba de Rechazo de Carga del 100% en el SEP de la C.H. El Ambi.....	56
Fig. 31 Respuestas de inestabilidad en el Gen_1 .....	57
Fig. 32 Excitador de rectificador controlado .....	62
Fig. 33 Diagrama funcional para maquinas síncronas con sistemas de excitación .....	63
Fig. 34 Modelo matemático ST10C.....	66
Fig. 35 Modelo Matemático IEEE PSS2C.....	67
Fig. 36 Modelo Matemático IEEE UEL2C.....	68
Fig. 37 Modelo Matemático IEEE OEL2C.....	69
Fig. 38 Modelo Matemático IEEE SCL2C .....	70



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



Fig. 39 IEEE VAR Controller Type 1 .....	71
Fig. 40 Transductor de Voltaje y Compensación de Corriente.....	71
Fig. 41 Modelo Matemático IEEE LCFB1 .....	72
Fig. 42 Modelo Matemático IEEE Hidro Type 2 .....	73
Fig. 43 Configuración de Common Models en el Composite Model.....	74
Fig. 44 Flujo carga para verificación de punto inicial de operación en el Gen_1. ....	77
Fig. 45 Pruebas de régimen estable - Gen1 de la C.H. El Ambi.....	78
Fig. 46 Condiciones para del Evento de Parámetro .....	79
Fig. 47 Simulación de incremento del +5% del Vref del ST10C en la U1 de la C.H. El Ambi. .....	80
Fig. 48 Prueba de incremento del 10% en la carga resistiva del SEP.....	82
Fig. 49 Prueba de decremento del 50% en la carga resistiva del SEP. ....	84
Fig. 50 Prueba de decremento del 10% en la carga resistiva = 1.75 MW del SEP. ....	85
Fig. 51 Prueba de incremento del 100% con la carga resistiva = 1.75 MW del SEP. ....	87
Fig. 52 Prueba de incremento de carga resistiva del SEP hasta el valor de condiciones iniciales P =3.5 MW.....	88
Fig. 53 Prueba de Rechazo de Carga del 100% en el SEP de la C.H. El Ambi.....	90



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



### Índice de Tablas.

TABLA I Tipos De Turbinas En Función Del Rango De Caída. ....	12
TABLA II Tipos De Turbina En Función De $N_s$ Y $H$ . ....	12
TABLA III Comparación De Sistemas De Excitación Estática .....	20
TABLA IV Características De Las Obras De Conducción De La C.H. El Ambi. ....	26
TABLA V Características Técnicas De Los Generadores De La C.H. El Ambi.....	33
TABLA VI Excitatrices De La C.H. El Ambi .....	34
TABLA VII Rango de Índices de Desempeño Dinámico en Sistemas de Control de Excitación. .....	36
TABLA VIII Materiales Y Software Utilizados.....	38
TABLA IX Datos Técnicos de las Unidades Generadoras 1 y 2.....	40
TABLA X Parámetros técnicos de los transformadores de potencia de la C.H. El Ambi.....	41
TABLA XI Parámetros Técnicos de las Barras Conectoras para el Modelado de la C.H. El Ambi .....	42
Tabla XII Parámetros Técnicos de la Línea Alpachaca - El Ambi.....	42
TABLA XIII Señales de Salida y Entrada de los componentes AVR_DECS-200 y Gen_1.44	
TABLA XIV Parámetros de Entrada para el AVR DECS-200 .....	47
TABLA XV Respuestas Dinámicas para el Caso de Régimen Estable.....	51
TABLA XVI Respuestas Dinámicas para el Caso de +5% del $V_{ref}$ .....	53
TABLA XVII Índices de Rendimiento para el Caso %5 $V_{ref}$ AVR DECS-200 .....	53



TABLA XVIII Respuestas Dinámicas para el Caso Incremento del 10% de Carga del SEP de la C.H. El Ambi. ....	55
TABLA XIX Índices de Rendimiento para el Caso de incremento del 10% de Carga en el SEP de la C.H. El Ambi.....	55
TABLA XX Respuestas en el Dominio del Tiempo del VCO de la U1 de la C.H. Daule Peripa .....	58
TABLA XXI Respuesta de los ES ESST1A y ESST3A para una Prueba de Escalón +1% del ut .....	59
TABLA XXII Respuesta de los SE ESST1A y ESST3A para una Prueba de Escalón +10% del ut.....	60
TABLA XXIII Comparativa entre los sistemas de excitación ST1, ST4, ST10C.....	61
TABLA XXIV Definición de Señales de Salida y Entrada de los Bloques IEEE_ST10C y Gen_1 .....	64
TABLA XXV Modelos Matemáticos Necesarios para la Implementación del Sistema de Excitación ST10C en la U1 de la C.H. El Ambi.....	65
TABLA XXVI Parámetros de Entrada del Sistema de Excitación ST10C (Parte 1) .....	75
TABLA XXVII Parámetros de Entrada del Sistema de Excitación ST10C (Parte 2) .....	76
TABLA XXVIII Respuestas Dinámicas del SE tipo ST10C para el Caso de Régimen Estable .....	78
TABLA XXIX Respuestas Dinámicas para el Caso de +5% del Vref en el ST10C .....	80
TABLA XXX Índices de Rendimiento para el Caso %5 Vref en el ST10C .....	81
TABLA XXXI Respuestas Dinámicas para el Caso Incremento del 10% de Carga del SEP de la C.H. El Ambi. ....	83



TABLA XXXII Respuestas Dinámicas para el Caso Decremento del 50% de Carga del SEP de la C.H. El Ambi.....	84
TABLA XXXIII Respuestas Dinámicas para el Caso Decremento del 10% de Carga =1.75 MW del SEP de la C.H. El Ambi.....	86
TABLA XXXIV Respuestas Dinámicas para el Caso Incremento del 100% de Carga =1.75 MW en t=0 del SEP de la C.H. El Ambi. ....	87
TABLA XXXV Respuestas Dinámicas para el Caso Incremento de Carga Hasta Lograr una Carga = 3.5 MW en el SEP de la C.H. El Ambi.....	89
TABLA XXXVI Respuestas Dinámicas para el Caso Rechazo de Carga del 100% en el SEP de la C.H. El Ambi.....	90
TABLA XXXVII Comparativa de Respuestas Dinámicas ante Diversas Pruebas en la Unidad 1 de la C.H. El Ambi.....	91



## RESUMEN

Esta investigación propone técnicamente la implementación del sistema de excitación estática ST10C como reemplazo del sistema de excitación rotativa en la Central Hidroeléctrica (C.H.) El Ambi. El estudio inicia describiendo las etapas de generación de energía en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas y su conexión con los componentes principales de la C.H. El Ambi. La revisión literaria resalta la importancia del generador en la producción de energía y demuestra cómo la incorporación de tecnologías avanzadas en los sistemas de excitación mejora su rendimiento. Además, se compila información sobre diversas topologías de sistemas de excitación estática que evidencian avances tecnológicos. Para sustentar la propuesta, se realizó investigación de campo y documental con el fin de modelar el sistema de potencia y el sistema de excitación de la Unidad 1 de la central. Asimismo, se llevaron a cabo pruebas dinámicas para evaluar el estado actual del sistema de excitación y analizar su comportamiento. El estudio compara los modelos ST1, ST4 y ST10C en términos de complejidad de fabricación y matemática. Basándose en los criterios de selección, se eligió el sistema ST10C, el cual fue modelado y simulado utilizando DIgSILENT PowerFactory. Los resultados demuestran su eficacia y rendimiento superiores en comparación con el sistema de excitación actual de la C.H. El Ambi. Finalmente, se realizaron pruebas de rendimiento dinámico en el sistema de potencia, cuyos resultados se estructuran en forma de un informe técnico. Este informe será evaluado por la empresa EMELNORTE para su implementación.

### **Palabras clave**

Sistema, excitación, ST10C, Respuestas, dinámicas, DSL, Voltaje, Potencia, Corriente AVR.



## ABSTRACT

This research proposes the technical implementation of the static excitation system ST10C as a replacement for the rotary excitation system at the El Ambi Hydroelectric Power Plant (HPP). The study begins by describing the stages of energy generation in Small Hydroelectric Power Plants and their connection to the main components of the HPP El Ambi. The literature review emphasizes the importance of the generator in energy production and demonstrates how incorporating advanced technologies in excitation systems enhances performance. Furthermore, the study presents information on different topologies of static excitation systems, emphasizing their relevance and applications in the context of this research. To support the proposal, the study conducted both field and documentary research to effectively model the power system and the excitation system of Unit 1 of the plant. Additionally, the research presents an evaluation of the current state of the excitation system and analyzes its performance under various conditions. The study compares the ST1, ST4, and ST10C models in terms of manufacturing and mathematical complexity. Based on specific selection criteria, the study permitted the choice, modeling, and simulation of the ST10C system using DIgSILENT PowerFactory. The results demonstrate its superior efficiency and performance compared to the current excitation system at the HPP El Ambi. Finally, the study conducted dynamic performance tests on the power system to evaluate its efficiency and reliability. The research project presents the findings in the form of a technical report that emphasizes their significance for the project. This report will undergo an evaluation by EMELNORTE to assess its feasibility for implementation in the hydroelectric plant.

### **Keywords**

System, excitation, ST10C, Dynamic, responses, DSL, Voltage, Power, AVR, current.



## CAPÍTULO I

### Introducción

Propuesta técnica para la implementación de un sistema de excitación estático en la Unidad 1 de la Central Hidroeléctrica El Ambi.

#### **Planteamiento del problema.**

En la actualidad, las centrales eléctricas que emplean sistemas de excitación rotativos obsoletos para regular el voltaje de salida de los generadores se enfrentan a diversas limitaciones en cuanto a precisión, estabilidad y respuesta transitoria. Estas limitaciones son el resultado de décadas de operación continua de los equipos, que han estado funcionando durante un prolongado periodo. Además, con el tiempo, estos sistemas han experimentado un aumento en la frecuencia de fallas debido a su antigüedad, lo que genera la necesidad de un mantenimiento continuo y costoso.

La C.H. El Ambi está ubicada a 8 km de la ciudad de Ibarra y ha estado en funcionamiento desde 1968. Cuenta con dos unidades de generadores de la marca Mather & Platt, cada uno con una potencia nominal de 4 MW. Además, dispone de un sistema de excitación (ES, por sus siglas en inglés) rotativo de tipo R104 de la misma marca para cada generador [1].

Para el año 2022, la C.H. El Ambi logró un factor de planta del 51.04%, según el reporte del Operador Nacional de Electricidad (CENACE) [2], la central generó un total de 35,765.57 MWh de energía y contribuyó con un total de 565,685.67 USD. En comparación, otras centrales hidroeléctricas, como San Miguel de Car, Buenos Aires y La Playa, todas integradas al área de concesión de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (EMELNORTE), generaron 17,414.09 MWh, 2,863.11 MWh y 8,281.17 MWh, respectivamente. Se destaca que la C.H. El Ambi es la mayor generadora de energía entre todas las centrales bajo la responsabilidad de EMELNORTE [3].



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



Dado el periodo en el que se diseñó la central, así como los años de funcionamiento del ES, se presentaron averías tales como el desgaste de bujes y pernos de acople flexible, conductores deteriorados en los cojinetes de la excitatriz, y mantenimientos en la excitatriz, así como en los anillos colectores y delgas de la excitatriz. Esto se debe a que el generador no eleva su voltaje a 4.16 kV en las tres fases de la Unidad 1, lo que ha llevado a realizar mantenimientos de purgado en el rotor y estator de la excitatriz, abriendo la posibilidad de implementar actualizaciones para el ES [4].

### **Formulación del problema.**

¿Cómo desarrollar una propuesta técnica para la implementación de un sistema de excitación estático en la Unidad 1 de la Central Hidroeléctrica El Ambi?

### **Objetivos.**

#### **Objetivo General.**

Realizar una propuesta técnica para la implementación de un sistema de excitación estático en la Unidad 1 de la Central Hidroeléctrica El Ambi, mediante el análisis entre el sistema tipo rotativo presente y el sistema propuesto.

#### **Objetivos Específicos.**

- Describir los tipos de sistemas de excitación estáticos para micro-generación hidroeléctrica.
- Analizar el sistema de excitación rotativo de la Unidad 1 de la Central Hidroeléctrica El Ambi.
- Realizar la propuesta técnica para la implementación de un sistema de excitación estático en la Unidad 1 de la Central Hidroeléctrica El Ambi.



## **Alcance y Delimitación**

La propuesta técnica para la implementación de un sistema de excitación estático en la Unidad 1 de la C.H. El Ambi requiere la identificación de los diversos tipos de ES para micro-generación eléctrica. Asimismo, es necesario describir en detalle las distintas etapas de generación eléctrica de la C.H. El Ambi y especificar los tipos de ES utilizados en la micro-generación. Esto permitirá el desarrollo del ES estático adecuado para su implementación en la Unidad 1 de la C.H. El Ambi, presentando sus características y beneficios correspondientes.

Posteriormente, se procederá al análisis del sistema de estación rotativo actualmente en funcionamiento en la Unidad 1 de la C.H. El Ambi. Se recopilará información sobre los equipos instalados en dicha unidad, teniendo en cuenta tanto los valores eléctricos como los electromecánicos relevantes. Esta recopilación de datos será fundamental para llevar a cabo una simulación del comportamiento y funcionamiento del sistema ante pruebas de despacho e ingreso de carga bruscos, para analizar el comportamiento del sistema de excitación mediante el software DIgSILENT.

Finalmente, se llevará a cabo un análisis de las respuestas dinámicas obtenidas a partir de pruebas realizadas en otras centrales hidroeléctricas que utilizan sistemas de excitación estáticos conectados a sus máquinas síncronas. Este análisis permitirá realizar una comparación más detallada de los sistemas de excitación estáticos, aplicando criterios de selección que guiarán la decisión sobre el nuevo sistema de excitación estático. La evaluación de la nueva propuesta se centrará en las respuestas transitorias y estables del sistema de potencia de la Unidad 1 de la Central Hidroeléctrica El Ambi, especialmente ante perturbaciones que representen cambios bruscos de carga. Los resultados de este análisis se presentarán en un informe técnico, y la decisión sobre la implementación de la nueva propuesta quedará a discreción de la empresa EMELNORTE.



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



### **Justificación.**

El enfoque de este proyecto se centra en abordar la necesidad imperante de modernización en la C.H. El Ambi. Sus equipos principales, como los generadores, el ES y las turbinas, han estado en funcionamiento en la casa de máquinas de la central por más de 50 años, por lo cual requieren la implementación de avances tecnológicos adecuados para garantizar su rendimiento continuo. Por ende, el proyecto se dedica a mejorar específicamente el ES de la Unidad 1 de la C.H. El Ambi.

Los ES actuales han experimentado una evolución significativa, adoptando diversas configuraciones que incorporan electrónica de potencia en sus sistemas. Estos sistemas pueden clasificarse según la fuente de energía de excitación, como ES tipo AC, DC y ST, o según el método de alimentación, ya sea directo o indirecto, así como según el tipo de corriente de alimentación, ya sea continua o alterna [5].

Este proyecto representa una innovación crucial para la C.H. El Ambi, ya que propone la implementación de un ES estático para la Unidad 1 de la central. Además, proporciona nuevas oportunidades para los operadores y el personal de EMELNORTE, y sugiere la replicación de este sistema en otras centrales bajo la responsabilidad de dicha entidad. Esta iniciativa puede influir positivamente en otras centrales que cuenten con unidades generadoras obsoletas, al fomentar la adopción de ES modernos.

Por ende, este proyecto se erige como un impulsor del progreso en el sector energético, al mismo tiempo que contribuye, aunque en menor medida, a la estabilidad del Sistema Nacional Interconectado (SNI), mejorando la generación de energía eléctrica.



## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1 Antecedentes.

La generación de energía eléctrica constituye un pilar fundamental para el desarrollo socioeconómico de cualquier país. En Ecuador, según el portal en línea del CENACE, se evidencia que la generación hidroeléctrica representa el 79% de toda la producción energética anual, alcanzando una producción de 7.978 GWh hasta la tercera semana de abril de 2024 [6].

Es por esta razón que las C.H. se erigen como la base primordial para la generación de energía eléctrica del país. En este contexto, los generadores de las C.H. deben operar de manera eficiente y confiable, garantizando un suministro energético estable y continuo.

Por este motivo, los ES son fundamentales para los generadores eléctricos. Como se menciona en [7], si un generador pierde su excitación durante el funcionamiento normal, su velocidad puede aumentar entre un 3% y un 5%, dependiendo de la carga que estaba soportando.

Además, la corriente del estator aumentará, ya que el generador operará como una máquina de inducción, tomando su potencia reactiva de la red. Esto puede hacer que la corriente alcance hasta el 100% de su valor nominal. Independientemente de la causa, la pérdida de excitación puede generar condiciones operativas críticas tanto para el generador como para el sistema en su conjunto [8].

Con relación a lo mencionado, se revisarán los estudios previos relacionados con la implementación de ES estática en generadores eléctricos a través de esta revisión de la literatura.

El estudio [9], se enfoca en el estado actual del ES, de los AVR, del grupo turbina-generador y de los servicios auxiliares de la C.H. Saucay, con el fin de proponer



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



actividades que, al margen del avance tecnológico, requieran baja inversión económica y prolonguen la vida útil de los equipos.

Para ello, se desarrolló una metodología basada en la recopilación de información de la central y de fuentes (manuales del fabricante, dossiers técnicos, etc.), para luego realizar una comparativa entre las tecnologías presentes en la central y los avances tecnológicos. Posteriormente, se desarrolló un estudio de factibilidad técnica en sistemas y elementos que deben ser actualizados, con el contexto de que la central debe operar y los periodos de parada deben ser mínimos.

El estudio concluye con el análisis económico usando los principales indicadores de evaluación económica-financiera y proponiendo alternativas de modernización junto con sus costos y tiempos de implementación.

El trabajo de investigación [10], tiene un enfoque correlacional, con el objetivo de determinar los ES más viables para los generadores síncronos de la Planta Hidroeléctrica Los Esclavos. Su metodología se basa en la recopilación de datos técnicos en campo, evaluando las características técnicas y operativas de cada generador, asegurando su conformidad con las normativas vigentes de operación y considerando la viabilidad económica de la inversión.

Las variables utilizadas abarcan tanto aspectos cuantitativos como cualitativos. Entre las principales variables se incluyen el generador síncrono y el ES, los cuales presentan problemas derivados de la falta de repuestos y la obsolescencia.

Asimismo, se consideran variables como la potencia reactiva y el voltaje, utilizando un método de investigación experimental para mantener un valor constante. Como resultado, se presenta una propuesta técnica y económica para la modernización de los ES.

En el artículo [11], se examinan los métodos y tecnologías, tanto clásicos como modernos, para los ES de las máquinas síncronas de campo bobinado (WFSM, por sus



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



siglas en inglés). Se aborda en detalle la teoría fundamental de la excitación de campo y se analizan las respuestas de paso de la corriente de campo en dirección opuesta.

Además, se detallan los métodos típicos de desexcitación y se describen todas las topologías modernas de los equipos de excitación actualmente disponibles o en proceso de desarrollo. La conclusión del artículo incluye un resumen y un análisis de las perspectivas futuras.

El trabajo [12], describe ES con diseños de clase mundial aplicados en unidades hidroeléctricas, térmicas y nucleares, incluyendo ejemplos como la C.H. de Xiangjiaba, la central térmica Manjung 4 de Malasia y las centrales nucleares de Fuqing y Sanmen. Se aborda la evolución del control de excitación, las características de los generadores síncronos y la regulación de estabilidad en sistemas de potencia, explorando tecnologías como los sistemas sin escobillas y la autoexcitación estática. Este trabajo también analiza el rendimiento de turbinas hidráulicas y de vapor, siendo esencial para profesionales del diseño y operación de plantas eléctricas, así como un recurso educativo para estudiantes de sistemas de energía eléctrica.

El trabajo [13], se enfoca en la modelación matemática de las unidades de generación, abarcando los sistemas de control de velocidad y voltaje mediante el uso del software DIgSILENT y su Lenguaje de Simulación (DSL). La validación de los modelos se lleva a cabo a través de pruebas en un sistema aislado, analizando su desempeño en condiciones tanto estables como inestables. Posteriormente, con los modelos validados, se realiza un estudio de estabilidad transitoria electromecánica, considerando fallas comunes en líneas de transmisión, lo que permite evaluar el comportamiento de las unidades generadoras y sus sistemas de control.



## 2.2 Capacidad Hidroeléctrica Global: Líderes, Tendencias y Desafíos en Energías Renovables.

La capacidad instalada en energías renovables ha mostrado un crecimiento sostenido a nivel global. En América Latina, entre 2019 y 2020, se registró un aumento del 5%, destacando que el 70% de la energía en esta región proviene de centrales hidroeléctricas [14].

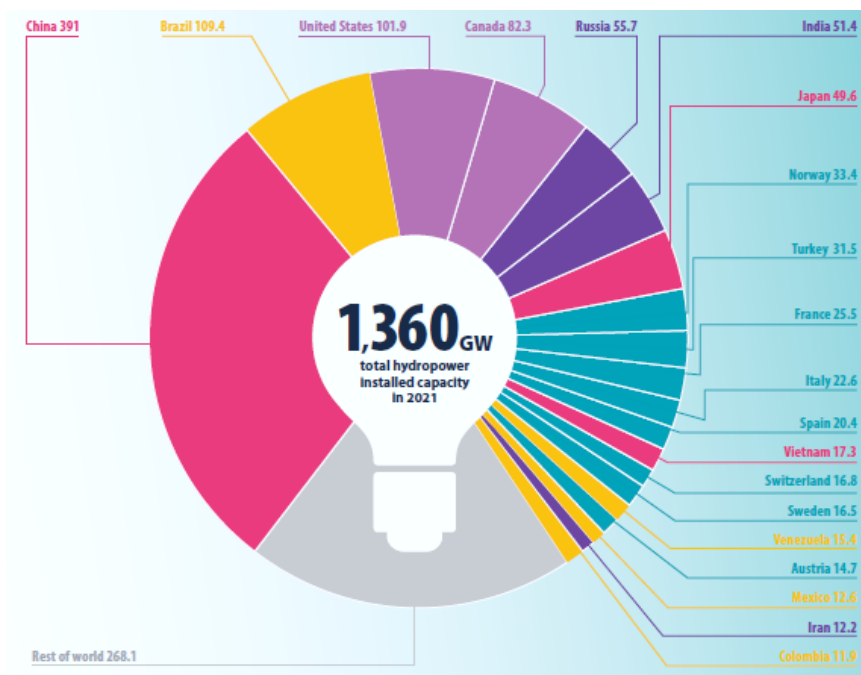


Fig. 1. Capacidad instalada total 2021. [15]

Según la Asociación Internacional de Hidroenergía (IHA, por sus siglas en inglés), la capacidad hidroeléctrica global en 2021 era de 1.360 gigavatios (GW) [15]. La Fig. 1 muestra los países con mayor capacidad instalada, liderados por China con 391 GW, seguida por Brasil, EE.UU. y Canadá. En contraste, Colombia cuenta con 11.9 GW, mientras que el resto de los países en conjunto suman 268.1 GW.

En 2020, un total de 180 países reportaron beneficios derivados de la energía hidroeléctrica; hasta 2021, existían aproximadamente 14,000 proyectos en operación que utilizaban esta tecnología de manera amplia [16], [17].



Aunque la proporción de energía hidroeléctrica ha disminuido globalmente, sigue siendo la fuente renovable más utilizada, según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), su participación global pasó del 65.7% en 2013 al 32.8% en 2023, con una capacidad de 1.267 GW (excluyendo hidroeléctricas de bombeo). Actualmente, es la principal fuente de energía en América Latina, Asia y Europa, aunque enfrenta desafíos relacionados con la disponibilidad de agua [18], [19].

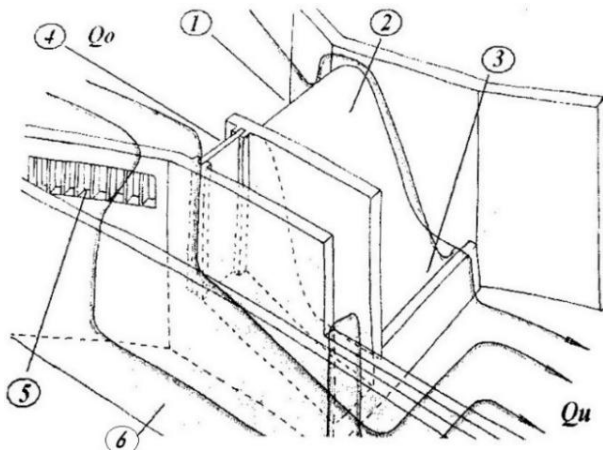
### **2.3 Ciclo Integral de la Energía Hidroeléctrica**

El ciclo integral de la energía hidroeléctrica comienza con la captación del agua, que es conducida hacia las turbinas, donde la energía hidráulica se transforma en energía mecánica. Posteriormente, esta energía mecánica se convierte en energía eléctrica mediante generadores, y finalmente, se transmite a los consumidores.

#### **2.3.1 Infraestructura y Función en la Captación del Agua**

Las estructuras de captación tienen como finalidad principal captar o desviar el agua necesaria para la generación de energía en las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH). Además, estas estructuras están diseñadas para evitar que el caudal de diseño se exceda durante las crecidas y para prevenir la entrada de materiales sólidos que podrían causar obstrucciones en el sistema [20]. Un requisito esencial para la energía hidroeléctrica es contar con un caudal de agua a presión. En las PCH, los caudales varían entre menos de 1 m<sup>3</sup>/s y 100 m<sup>3</sup>/s, con presiones de agua que oscilan entre 5 y 300 metros [21].

Para la captación de agua, las PCH suelen construir una bocatoma convencional que incluye un dique (1), que cierra el cauce del río, el azud (2), que generalmente está acompañado de un zampeado (3), una compuerta de purga (4), la toma de agua (5) y el desripiador (6) [22].



- 1) Dique
- 2) Azud
- 3) Zampeado
- 4) Compuerta de purga
- 5) Toma de agua
- 6) Desripiador

Fig. 2. Bocatoma Convencional. [22]

Como se presenta en la Fig. 2, este tipo de bocatoma se distingue por contar con una pequeña presa, denominada azud. Su característica principal es que no tiene la capacidad de almacenar agua; dirige una parte del caudal ( $Q_a$ ) hacia la toma de agua, mientras que el excedente ( $Q_u$ ) se vierte por el aliviadero de la presa [22].

### 2.3.2 Optimización del Flujo Hidráulico en la Conducción del Agua.

En la etapa de conducción, el agua es transportada por túneles y canales hasta una reja filtradora que bloquea objetos mayores a 2 cm. Luego, pasa al desarenador y finalmente al tanque de carga [21]. La correcta conducción del agua, desde el punto de captación hasta el tanque de carga, garantiza la conversión máxima de la energía potencial del agua almacenada, lo que resulta esencial para optimizar el rendimiento del sistema hidroeléctrico.

### 2.3.3 Sistemas y Componentes para el Aprovechamiento de la Energía Hidráulica.

En esta etapa, el caudal de energía hidráulica es conducido a la turbina mediante una tubería forzada, utilizando compuertas, válvulas y bombas para regular la presión y la velocidad. Según el perfil topográfico, se pueden incluir ajustes con soportes, codos, juntas de expansión y bifurcaciones con válvulas. Este sistema garantiza un flujo eficiente y controlado hacia la central eléctrica, optimizando el funcionamiento de los equipos hidráulicos [21], [22]. En las PCH de baja caída se utilizan válvulas de compuerta; para



caídas de 30 a 200 metros y tuberías de 1200 mm, se emplean válvulas mariposa; y para caídas mayores a 200 metros, válvulas esféricas [22].

**2.3.3.1 Turbinas Hidráulicas.**

Las turbinas hidráulicas, o turbomáquinas hidráulicas, convierten la energía cinética, potencial y de presión del fluido en energía mecánica [23]. Una turbomáquina está compuesta por una rueda con álabes, conocida como rodete, que gira alrededor de un eje impulsada por el paso del líquido o gas, tal como se ilustra en la Fig. 3. La disposición y el diseño de los álabes alteran el movimiento del medio, generando una fuerza que permite realizar trabajo [24].

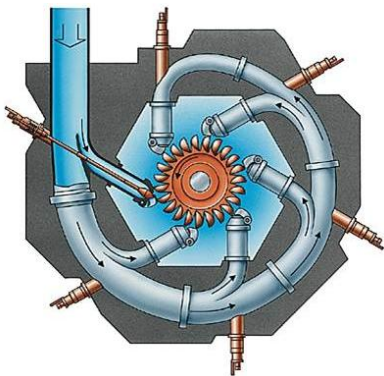


Fig. 3. Esquema de la turbina Pelton de eje vertical en la C.H. de Middle Fork (California, EE. UU.). [25]

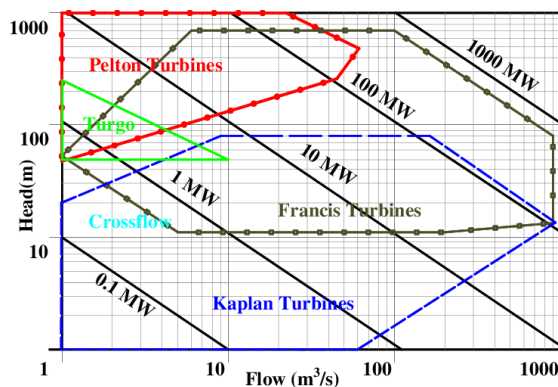


Fig. 4. Cuadro de aplicación de turbinas. [26]

Los parámetros clave para diseñar turbinas son el caudal de diseño y la altura neta ( $H$ ). Inicialmente, se selecciona el tipo de turbina según la velocidad específica ( $Ns$ ), también llamada número específico de revoluciones, y/o siguiendo diagramas similares al que se presenta en la Fig. 4 [27]. Dependiendo del parámetro, las turbinas se clasifican en tipo acción y reacción en función de la conversión de energía [22], como se presenta en la Tabla I.



**TABLA I**

TIPOS DE TURBINAS EN FUNCIÓN DEL RANGO DE CAÍDA.

Tipo de Turbina		Caída (m)
<b>Acción</b>	Pelton	$50 < H < 1300$
	Turgo	$50 < H < 250$
	Michell - Banki	$3 < H < 250$
<b>Reacción</b>	Francis	$10 < H < 350$
	Kaplan y Hélice	$2 < H < 40$

Nota: Se presentan los rangos de caída para diferentes tipos de turbinas. [22]

Las turbinas de acción convierten toda la energía del fluido en energía cinética antes de entrar al rotor, donde la transferencia de energía ocurre sin cambios de presión. Por otro lado, las turbinas de reacción transforman la energía del fluido en energía cinética y de presión dentro del rotor, con una disminución de presión a medida que fluye [22]. Además, las turbinas se pueden clasificar en rápidas, normales y lentas, según la velocidad específica, como se muestra en la Tabla II.

**TABLA II**

TIPOS DE TURBINA EN FUNCIÓN DE  $N_s$  Y  $H$ .

Tipo de Turbina	Velocidad específica	Rango de aplicación por caída $H$ (m)
<b>Turbina Kaplan y Hélice (Axiales)</b>		
Rápidas	1200 – 750	2 – 12
Normales	750 – 550	12 – 22
Lentas	550 – 350	22 – 80
<b>Deriaz (Diagonales)</b>	550 – 300	40 – 220
<b>Francis (Radial - axial)</b>		
Rápidas	400 – 250	20 – 50
Normales	250 – 150	50 – 120
Lentas	150 – 70	120 – 600
<b>Pelton (Tangenciales)</b>	50 – 10	800 – 2000

Nota: Se presentan parámetros de turbinas de acuerdo con la caída de recuso hidroenergético y su velocidad específica [22].

La clasificación mostrada en la Tabla II está vinculada al tipo de turbina. Las turbinas axiales poseen la mayor velocidad específica, seguidas por las diagonales, las radiales-axiales y, por último, las más lentas, que corresponden a las tangenciales o turbinas Pelton.



Además, existe una innovadora tecnología para PCH, como la turbina de vórtice que se usa en canales de baja pendiente y caudales reducidos en ríos y arroyos. Estas turbinas facilitan el paso de peces y desechos, además de reducir significativamente los costos de mantenimiento [28].

### 2.3.4 Etapa de Conversión Mecánica – Eléctrica en la Generación de Energía Eléctrica

En esta etapa, el movimiento de rotación producido por la turbina se transmite al generador síncrono, el cual transforma la energía mecánica en energía eléctrica. El proceso de conversión se lleva a cabo de manera continua a una velocidad mecánica constante, lo que exige un acoplamiento directo entre los ejes de la turbina y el generador [22].

#### 2.3.4.1 Generadores Eléctricos.

Los generadores síncronos, con capacidades de salida que oscilan entre cientos de vatios y megavatios, han evolucionado para incluir versiones con imanes permanentes en el rotor, una innovación impulsada principalmente por la industria eólica. Estos generadores suelen emplearse junto con convertidores de frecuencia, los cuales permiten adaptar su salida a las condiciones requeridas por la red eléctrica [21].

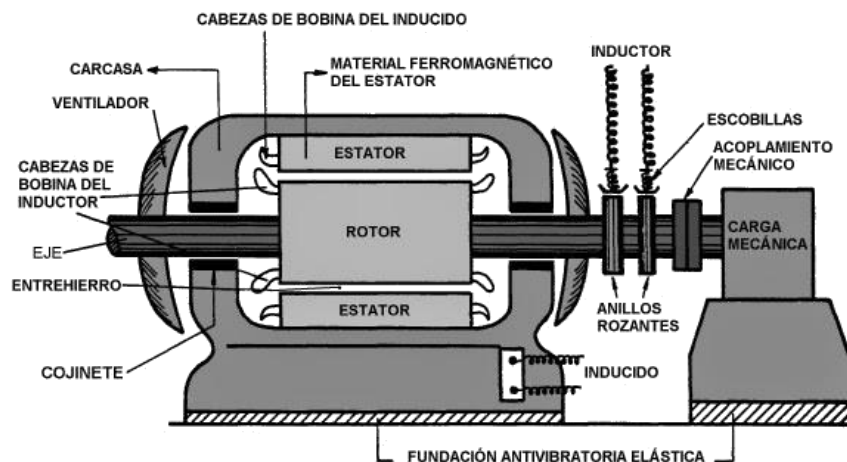


Fig. 5 Esquema de un Generador y sus Componentes Principales. [29]



La Fig. 5 muestra un esquema de un generador, destacando componentes clave como el estator, que es la parte fija donde se genera o recibe energía, y el rotor, que es la parte móvil que gira dentro del estator [30], [31]. También incluye elementos auxiliares como el ventilador, anillos rozantes, escobillas, acoplamiento mecánico, entrehierro, cojinetes y la fundación anti-vibratoria, que mejora la estabilidad. Este diseño es característico de máquinas de AC [32].

La velocidad de operación del generador debe estar sincronizada con la frecuencia del sistema eléctrico, lo que depende de diversos factores, como las condiciones hidráulicas, el número de polos del rotor, entre otros. Las velocidades pueden variar desde menos de 100 revoluciones por minuto (rpm) hasta más de 1000 rpm, alcanzando frecuencias estándar como 1500 rpm, 1000 rpm, 750 rpm y 600 rpm, entre otros [21].

### **2.3.5 Etapa de Distribución y Transmisión de Energía Eléctrica.**

La etapa final del proceso consiste en transformar y transmitir la electricidad generada al Sistema Nacional de Transmisión, el cual se encarga de su distribución eficiente a los usuarios finales. Este proceso requiere una infraestructura de cables y soportes aislantes que aseguren el correcto manejo de la corriente eléctrica, garantizando tanto su eficiencia como la seguridad en la entrega a los consumidores finales.

### **2.4 Sistemas de Excitación.**

La IEEE define a un ES como el equipo encargado de proporcionar corriente de campo para una máquina síncrona, incluyendo todos los elementos relacionados con la potencia, regulación, control y protección [33]. Los ES son esenciales para el correcto funcionamiento de los generadores síncronos y han evolucionado junto con ellos. Sus principales funciones incluyen [34]:

- Suministrar corriente al devanado de campo del generador.
- Controlar el voltaje de salida de manera rápida y automática.
- Mantener la estabilidad síncrona del sistema de generación.



Estos sistemas están compuestos principalmente por excitatrices y reguladores automáticos de voltaje (AVRs). Las excitatrices suministran la corriente necesaria al campo del generador, mientras que los AVRs ajustan automáticamente el voltaje de salida según los requerimientos operativos [35]. En la Fig. 6, se presenta un esquema de un ES y control de un generador síncrono.

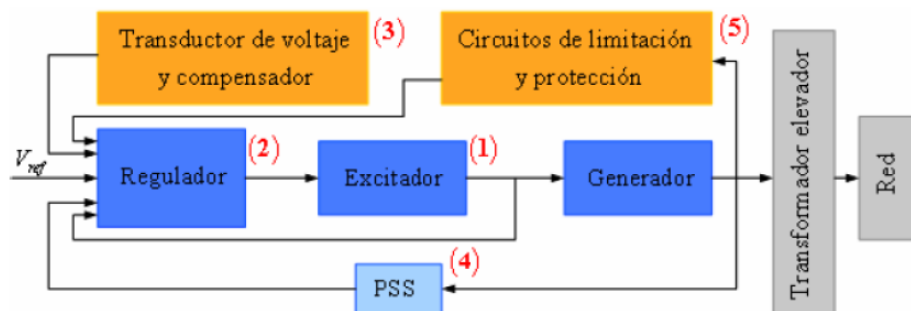


Fig. 6 Diagrama de bloques ES y control del generador. [35]

En el diagrama de la Fig. 6 se destacan las principales partes del sistema de excitación, incluyendo el excitador, generador, regulador y estabilizador de sistema de potencia (PSS, por sus siglas en inglés), entre otros [36]:

- El regulador, encargado de ajustar la señal de control.
- El excitador, que suministra la corriente al devanado de campo.
- El transductor de voltaje y compensador, que mide y ajusta las señales de referencia.
- El PSS diseñado para mantener la estabilidad del sistema.
- Circuitos de limitación y protección, que garantizan la seguridad del equipo.

Un sistema de excitación es el conjunto de equipos diseñado para suministrar corriente de campo a una máquina síncrona, incluyendo los elementos para la regulación y control de potencia, así como elementos de protección [37], [38]. Este sistema se basa en los principios fundamentales de construcción de las WFSMs, que incluyen un conjunto de polos giratorios con un devanado de campo alimentado por corriente continua (C.C.) y un devanado de armadura estacionario que transporta corrientes alternas [39].

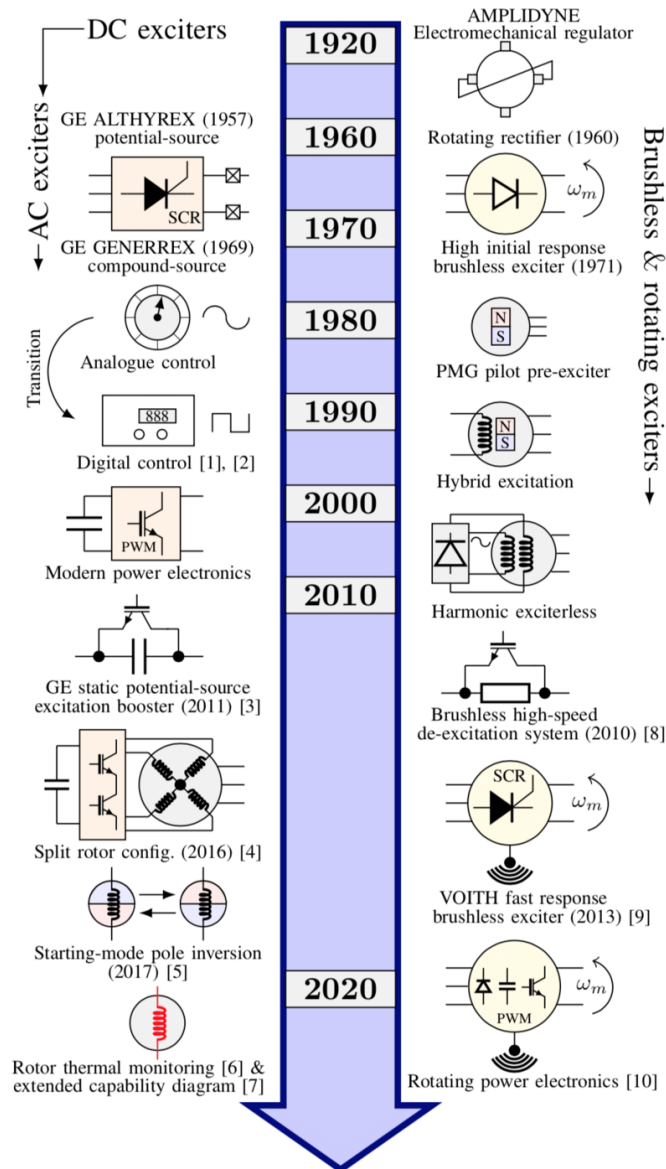


Fig. 7 Historia del desarrollo de los ES para WFSMs. [11]

La ingeniería de sistemas de excitación para las WFSMs tiene una larga historia, como se muestra en la Fig. 7. Este desarrollo ha estado marcado por hitos tecnológicos significativos. Un cambio importante ocurrió en los años 50 con la introducción de semiconductores de alta potencia, los cuales reemplazaron los reguladores electromecánicos tradicionales [40]. Estos avances permitieron la adopción de rectificadores controlados por silicio (SCR) y controladores analógicos [41], [42]. En 1980, surgió otro cambio de paradigma cuando los controladores migraron de la tecnología analógica a la digital [43], [44].



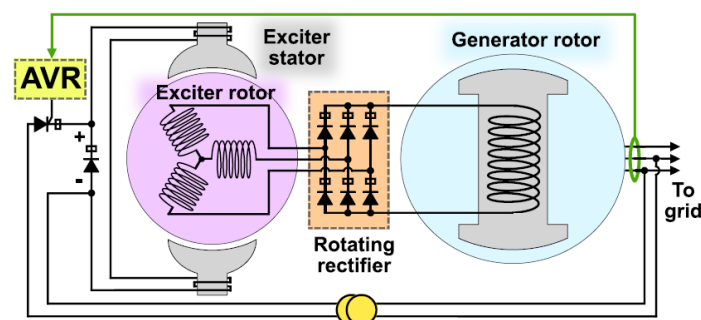
Durante los últimos 20 años, el desarrollo de la electrónica de potencia y las tecnologías inalámbricas ha impulsado innovaciones y nuevas posibilidades en el área. Actualmente, los sistemas de excitación estática son ampliamente utilizados debido a su capacidad para alimentar el devanado de campo a través de escobillas y anillos rozantes montados en el eje. Estos sistemas son preferidos cuando se requiere una respuesta dinámica rápida [11].

## 2.5 Tipos de Sistemas de Excitación

Desde la década de 1960, los sistemas de excitación más comúnmente utilizados se clasifican en tres categorías principales: ES estáticos, ES sin escobillas y sistemas integrados (o embebidos) [11]. Estos sistemas se desarrollan en las siguientes secciones.

### 2.5.1 Sistemas de Excitación Sin Escobillas

En la Fig. 8 se presenta la estructura básica de un sistema de excitación sin escobillas, ampliamente implementado en aplicaciones prácticas. Este sistema consiste en un excitador rotativo con un devanado trifásico en el rotor, montado en el eje de la máquina principal. El devanado de campo del excitador está enrollado alrededor de los polos del estator y es alimentado por una fuente de C.C. [11].



**Fig. 8** Componentes de un ES sin escobillas para un generador síncrono de 400 kVA, 1500 r/min, 400 V, 50 Hz (175 Hz para excitador). [11]



El giro del eje genera fuerzas electromotrices y corrientes en las fases del rotor del excitador. Estas corrientes son rectificadas mediante un rectificador rotativo, convirtiendo la corriente alterna (C.A.) en C.C. para alimentar WFSM principal [11].

Aunque este diseño es eficiente y ampliamente utilizado, el uso de un excitador rotativo y un rectificador de diodos no es adecuado para aplicaciones que requieren un control rápido del voltaje de campo, como en sistemas de alta respuesta [45], [46]. Sin embargo, esta velocidad no es estrictamente necesaria en aplicaciones tales como energía de reserva, sistemas marinos, industrias petroleras y de gas, y sistemas móviles de UPS, entre otros [47].

### **2.5.2 Sistemas de Excitación Integrados**

El sistema de excitación embebido es una alternativa sin excitador, donde los componentes del excitador están integrados directamente en el estator principal de la WFSM. Aunque esta idea tiene antecedentes históricos [48], en los últimos años se han desarrollado nuevas soluciones e implementaciones para mejorar su rendimiento y adaptabilidad [11].

### **2.5.3 Sistemas de Excitación Estáticos**

Los sistemas de excitación estáticos (ST) son ampliamente utilizados en grandes generadores síncronos con potencias nominales del orden de varios megavoltamperios (MVA). Estos sistemas deben cumplir estándares técnicos rigurosos, especialmente en términos de rendimiento dinámico [49], [50].

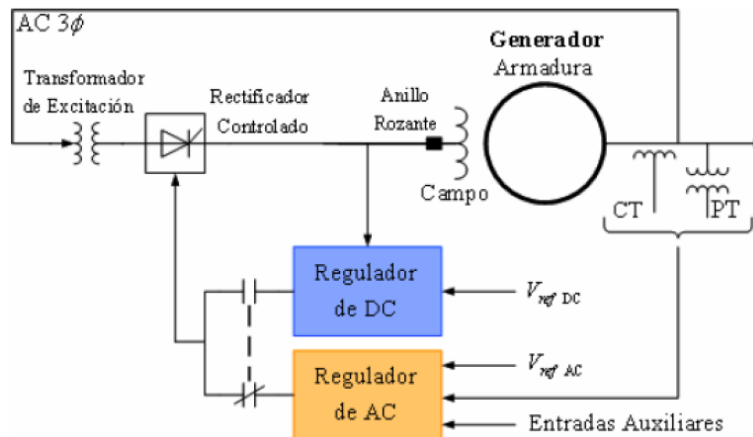


Fig. 9 Sistema de excitación tipo ST con alimentación por fuente potencial. [35]

La Fig. 9 muestra una representación de un sistema tipo ST, el cual obtiene la potencia de excitación a través de devanados auxiliares del generador, utilizando rectificadores controlados por silicio (SCR) o transformadores para su suministro [51]. En estos sistemas, los SCR convierten la corriente alterna en corriente continua para alimentar el campo del generador síncrono a través de anillos colectores. La energía proviene del generador principal y pasa por un transformador que ajusta la tensión según las necesidades del sistema [52].

La desexcitación de los sistemas estáticos se realiza aplicando voltaje negativo mediante SCR con un ángulo superior a  $90^\circ$  o utilizando una resistencia de descarga, lo que asegura la desexcitación independiente en caso de fallos del regulador automático de voltaje (AVR) o de los SCR [53].

## 2.6 Topologías de Sistemas de Excitación Estáticos

Los ES estáticos incluyen diversas topologías diseñadas para optimizar la estabilidad, confiabilidad y eficiencia del generador. Estas han evolucionado desde configuraciones clásicas, como fuentes de potencial y compuestas, hasta diseños modernos que integran tecnologías avanzadas, como convertidores de potencia, almacenamiento de energía y sistemas híbridos [12]. Estas innovaciones permiten adaptarse a las necesidades del sistema eléctrico y las restricciones técnicas o económicas.



**TABLA III**  
 COMPARACIÓN DE SISTEMAS  
 DE EXCITACIÓN ESTÁTICA

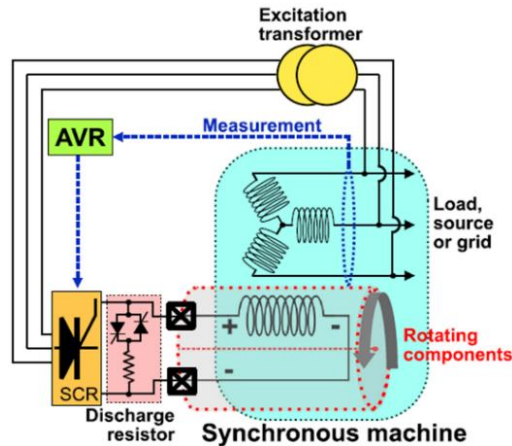
Método	Técnica adoptada	Ventajas	Debilidades	Ref.
<b>Fuente potencial</b>	Alimenta la potencia de excitación desde el bus del generador mediante un transformador de potencial	Simple; robusto; solución clásica	Sensible al voltaje del bus; necesita sobredimensionamiento	[54]
<b>Fuente compuesta</b>	Combina la contribución de transformadores de potencial y corriente	Proporciona suficiente corriente de falla en redes débiles	Altos costos de inversión; uso de espacio; circuitería compleja	[55], [56]
<b>PMSM híbrido</b>	Contribución de PMs y bobinas en el rotor	Capacidad de autoexcitación	Diseño de WFSM caro y complicado	[57]
<b>Impulsor (Booster)</b>	Un circuito de bypass proporciona un voltaje extra de impulso desde un ultracondensador	Refuerzo de campo durante eventos de falla con recuperación	Basado únicamente en equipos adicionales para el excitador estático	[58]
<b>Boost-buck</b>	Un convertidor elevador proporciona voltaje extra de campo bajo voltajes bajos del bus	Refuerza el voltaje de campo disponible en un buffer	Solución costosa para máquinas sincrónicas grandes	[59], [60]
<b>Fuente de voltaje</b>	Un VSC proporciona voltaje flexible para el excitador	Estabilidad de excitación forzada; evita fallos de conmutación	El sistema tiene muchos componentes activos; caro	[61]

Nota: La Tabla III presenta ventajas y debilidades de las 6 topologías de sistemas ST mencionadas previamente. [11]

La Tabla III presenta una comparación detallada de seis topologías de sistemas de excitación estática, evaluando sus ventajas y desventajas en relación con distintas necesidades del sistema eléctrico. Por ejemplo, la fuente compuesta destaca por su capacidad para operar en redes débiles, mientras que el sistema Boost-Buck es ideal para aplicaciones que requieren un refuerzo del campo bajo condiciones de falla.

### 2.6.1 Sistema de Excitación Estático de Fuente Potencial

El sistema de excitación de fuente potencial, también conocido como sistema de excitación alimentado por barra colectora, es una de las opciones más utilizadas en la industria eléctrica [54]. Este sistema integra componentes clave, como un transformador de potencial (PT), rectificadores controlados por silicio (SCR) de seis pulsos y un regulador automático de voltaje. La Fig. 10 ilustra la interacción de estos elementos para proporcionar la excitación necesaria al generador.



**Fig. 10** Configuraciones clásicas de ST fuente potencial. [11]

La Fig. 10 muestra una configuración clásica de un sistema de excitación estática de fuente potencial. En este esquema, el transformador de excitación reduce el voltaje trifásico de la red. Este voltaje reducido es rectificado por el SCR para suministrar corriente continua al devanado de campo de la máquina sincrónica.

El AVR, representado en el esquema, garantiza la regulación del voltaje terminal, limita las corrientes de campo para proteger el sistema y mejora la estabilidad del sistema eléctrico. Además, el sistema incluye una resistencia de descarga para disipar la energía almacenada en el campo magnético cuando se desconecta la excitación [40].

### 2.6.2 Sistema de Excitación Estático de Fuente Compuesta

El sistema de excitación estática de tipo compuesto, ilustrado en la Fig. 11, combina el voltaje terminal del generador con la contribución de las corrientes de fase, utilizando transformadores de corriente (CTs) [11].

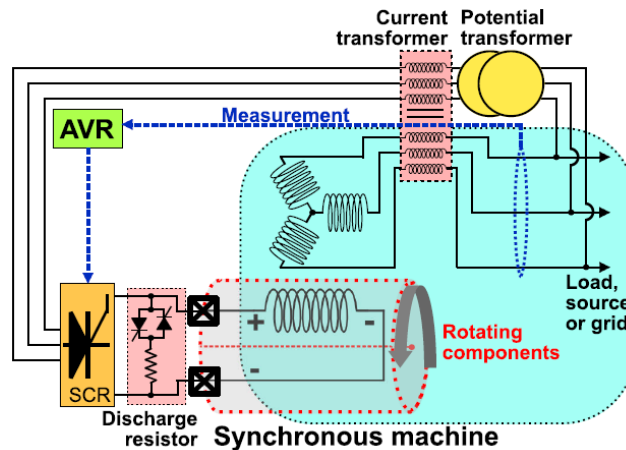


Fig. 11 Configuraciones clásicas de ST fuente compuesta. [11]

La configuración presentada en la Fig. 11 es particularmente recomendada para su uso en sistemas de baja inercia, como redes aisladas (por ejemplo, plantas industriales) [56], o en grandes generadores conectados a redes relativamente débiles. En estos casos, el voltaje no puede ser sostenido por otras fuentes en presencia de una falla [62].

### 2.6.3 Sistema de Excitación Estático PMSM híbrido

El excitador estático híbrido, ilustrado en la Fig. 12, utiliza imanes permanentes (PM) en el rotor para generar flujo nominal en vacío. Durante la operación con carga, el devanado de campo compensa la reacción del inducido [57]. Este sistema combina la capacidad de autoexcitación, ideal para redes débiles o aisladas, con un diseño más complejo y costoso debido al uso de PM [11].

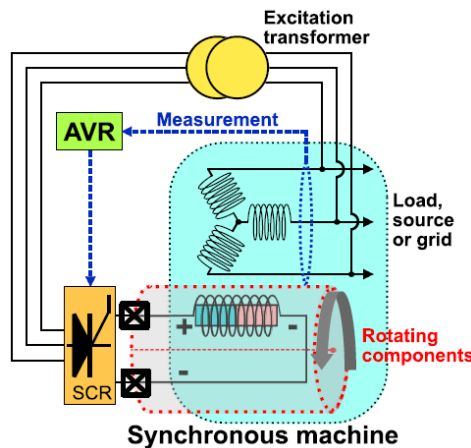


Fig. 12 Sistema de excitación estático tipo PMSM. [11]



Las PMSM destacan por su capacidad para reducir el volumen, el peso y las pérdidas de cobre asociadas a la corriente de campo. Sin embargo, su magnetización fija limita el control del flujo magnético, a diferencia de las WFMS. La incorporación de un flujo variable resulta estratégica, ya que posibilita la regulación de parámetros como el voltaje, la potencia reactiva, la potencia total, adaptándose a los requisitos del sistema [63].

### 2.6.4 Sistema de Excitación Estático Impulsor (Booster)

La excitación estática tipo booster, ilustrada en la Fig. 13, mejora la capacidad de soportar fallas del excitador clásico de fuente potencial [59], [60]. Un ultra-capacitor de enlace DC, activado por un IGBT durante caídas de voltaje, mejora la estabilidad transitoria de la red eléctrica al conectarse en serie con la salida del SCR [64] y difiere del sistema de "refuerzo de excitación transitoria" de los años 90 [65], que empleaba excitadores estáticos muy potentes.

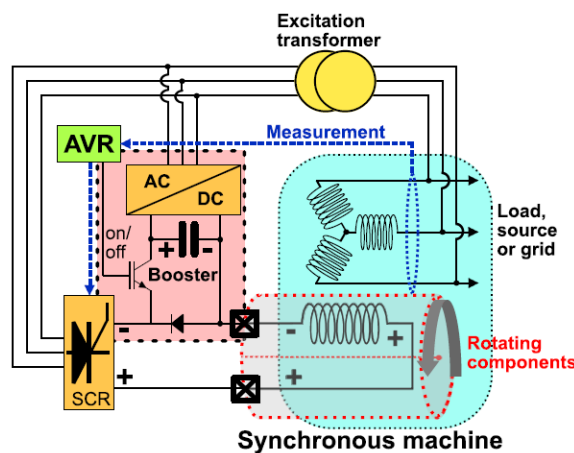


Fig. 13 Sistema de excitación moderno ST Booster. [11]

El modelo de simulación del ES estático alimentado por bus y los modelos del EB y su controlador de encendido-apagado. Para simplificar, se han omitido las señales auxiliares, como las provenientes de los estabilizadores del sistema eléctrico y los limitadores de excitación [66].



### 2.6.5 Sistema de Excitación Estático Boost-buck

El chopper boost-buck mejora la capacidad de forzar el campo en condiciones de falla o bajo voltaje. Este sistema utiliza un convertidor y un capacitor como buffer de energía para mantener el voltaje máximo del enlace DC, asegurando una operación estable incluso en condiciones adversas [11]. A diferencia de un rectificador controlado por SCR, este sistema permite apagar los interruptores en cualquier momento sin sincronización con el voltaje de la red, facilitando la alimentación desde diversas fuentes [67], [68].

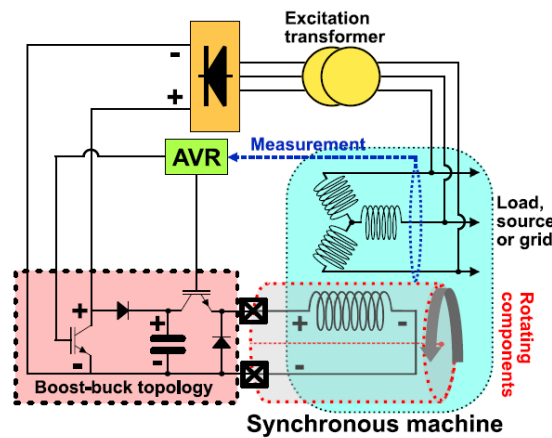


Fig. 14 Sistemas de excitación estática modernos ST Boost – Buck. [11]

La Fig. 14 muestra un sistema de excitación estática para una máquina síncrona, compuesto por un transformador de excitación que suministra energía, un AVR que ajusta la corriente de campo según el voltaje de salida, y una topología boost-buck que regula el voltaje y la corriente de campo. Este sistema permite un control preciso y una estabilidad operativa de la máquina síncrona, incluso en condiciones adversas.

### 2.6.6 Sistema de Excitación Estático de Fuente de voltaje

La topología de la Fig. 15 utiliza un excitador estático con una fuente de voltaje controlada (VSC) y un chopper de doble cuadrante [61]. Este diseño mejora significativamente la estabilidad transitoria de WFSM y la respuesta del voltaje de campo, proporcionando mayor flexibilidad y control en la operación [11].

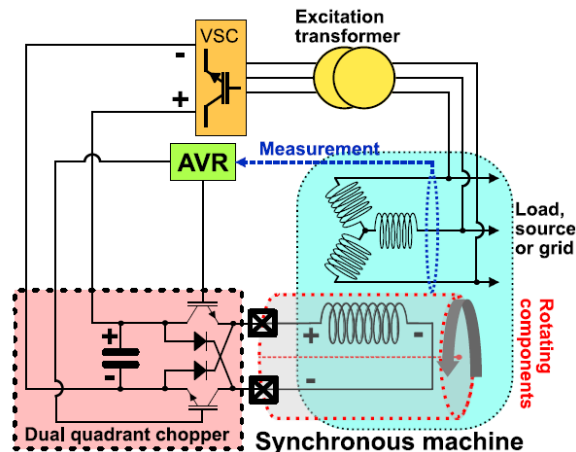


Fig. 15 Sistemas de excitación estática modernos ST Fuente de Voltaje. [11]

La desexcitación se realiza interrumpiendo las señales PWM, lo que evita fallos de conmutación en los IGBTs [62] Aunque este sistema requiere un capacitor de gran capacidad en el enlace DC para manejar altas energías, el VSC controla activamente su descarga durante la desexcitación, asegurando una operación segura y eficiente [11].

## 2.7 C.H. El Ambi

La sección describe las diversas estructuras que conforman la C.H. El Ambi, destacando los principales componentes que intervienen en el proceso de generación de energía. Se detallan las obras civiles diseñadas para la etapa de captación, así como una descripción de la casa de máquinas, donde se encuentran los equipos principales, como turbinas, generadores y sistemas de control, los cuales trabajan de manera coordinada para garantizar un funcionamiento eficiente de la central.

### 2.7.1 Obras Civiles.

El sistema de captación de agua de la C.H. El Ambi incluye una bocatoma convencional con rejilla lateral, diseñada para captar un caudal de 3 m<sup>3</sup>/s del río Ambi. Este sistema está compuesto por un azud ubicado a 2.008 m.s.n.m., un dissipador de energía, un canal de limpieza, rejillas de captación y un vertedero que regula el excedente de agua.



**TABLA IV**  
 CARACTERÍSTICAS DE LAS OBRAS DE CONDUCCIÓN  
 DE LA C.H. EL AMBI.

Sección	Tipo de sección	Características – sección [m]	Longitud [m]
<b>Túneles</b>			
Tramo 1	Sección Herradura	1.0 x 1.5	-
Tramo 2	Sección Herradura	1.0 x 1.5	-
Tramo 3	Sección Herradura	1.6 x 2.0	1268
Tramo 4	Sección Trapezoide	B= 2.1; b= 1.4; h= 2.4	4174
<b>Canal a cielo abierto</b>			
Tramo 1-c	Sección Trapezoide	B= 2.0; b= 1.0; h= 1.5	-

Nota: Se detallan los parámetros de los tramos; la longitud del Tramo 4 incluye la longitud del Tramo 1-c .

En la Tabla IV se presentan las dimensiones estructurales de los tramos. Estas obras de conducción incluyen cuatro tramos de túnel, un canal abierto y dos desarenadores. El desarenador N° 1 está al final del Tramo 2, y el N° 2, con características similares, al final del Tramo 3. El Tramo 1-c, tras el Tramo 4, distribuye el caudal al reservorio mediante dos compuertas.



**Fig. 16.** Reservorio de la C.H. El Ambi en mantenimiento.

El reservorio, con una superficie de 1600 m<sup>2</sup>, acumula sedimentos que dificultan el almacenamiento del caudal de 5.8 m<sup>3</sup>/s, necesario para generar 8 MW durante las horas pico. Este problema se ilustra en la Fig. 16. Aguas abajo, tras la compuerta, se encuentra el tanque de presión, donde se combinan las aguas provenientes del canal bypass y del reservorio.



### 2.7.2 Casa de máquinas.

La C.H. El Ambi tiene una capacidad nominal de 8 MW, alcanzada durante las horas pico (17:00-21:00). Cuenta con dos unidades generadoras equipadas con turbinas que operan con un caudal de 3.0 m<sup>3</sup>/s y una caída de 167 m. Los generadores producen un voltaje de 4,16 kV, que es elevado a 34,5 kV en la subestación mediante dos transformadores de 5000 VA cada uno. La energía generada se transmite a través de una línea trifásica de 34.5 kV hacia la subestación de paso Alpachaca, en Ibarra. La central opera de manera continua las 24 horas del día, coordinada con el SNI y controlada por el CENACE.

### 2.7.3 Turbina y generadores.

Los hidro generadores de la C.H. El Ambi, tipo Turgo, tienen una potencia de 5678 CV, operan a 600 rpm y combinan características de turbinas Pelton y Francis. Cada conjunto cuenta con tres cojinetes. Los generadores son sincrónicos trifásicos de eje horizontal, como se presenta en la Fig. 17, y cuentan con rotores de 12 polos ideales para bajas velocidades. El estator de cada fase incluye tres bobinas con terminales en dos cajas de bornes para protección diferencial. El cojinete del lado excitatriz es radial tipo pedestal, con monitoreo mediante termómetro y alarma sonora, lubricado y enfriado con aceite y un disipador de calor.



**Fig. 17.** Unidad generadora 1 de la C. H. del Ambi. (Generador - Excitatriz).



La excitación de campo de los generadores se obtiene mediante una máquina de DC con escobillas, tipo Shunt, acoplada al generador y con capacidad adecuada para las especificaciones del campo. Esta máquina se alimenta a través de anillos rozantes y escobillas en el eje del generador. La salida de la excitatriz se conecta a un cubículo con un interruptor de campo de 500V y 1000A, equipado con un solenoide de disparo de 125 VDC y  $18.28 \Omega$ , que conecta/desconecta la excitatriz y el AVR. Además, el interruptor incluye un pulsador para disparos de emergencia.

#### 2.7.4 Tablero de control de excitación.

En estos tableros se encuentran: un amperímetro DC de bobina móvil para controlar la corriente de campo (escala 30-0-300 A DC) con una resistencia shunt de 1000 ohmios; un voltímetro DC de bobina móvil para controlar el voltaje de campo (escala 20-0-200 V DC); un AVR tipo Tirril de 110V - 9A con un reóstato para ajuste de voltaje, como se ilustra en la Fig. 18 (literal b).

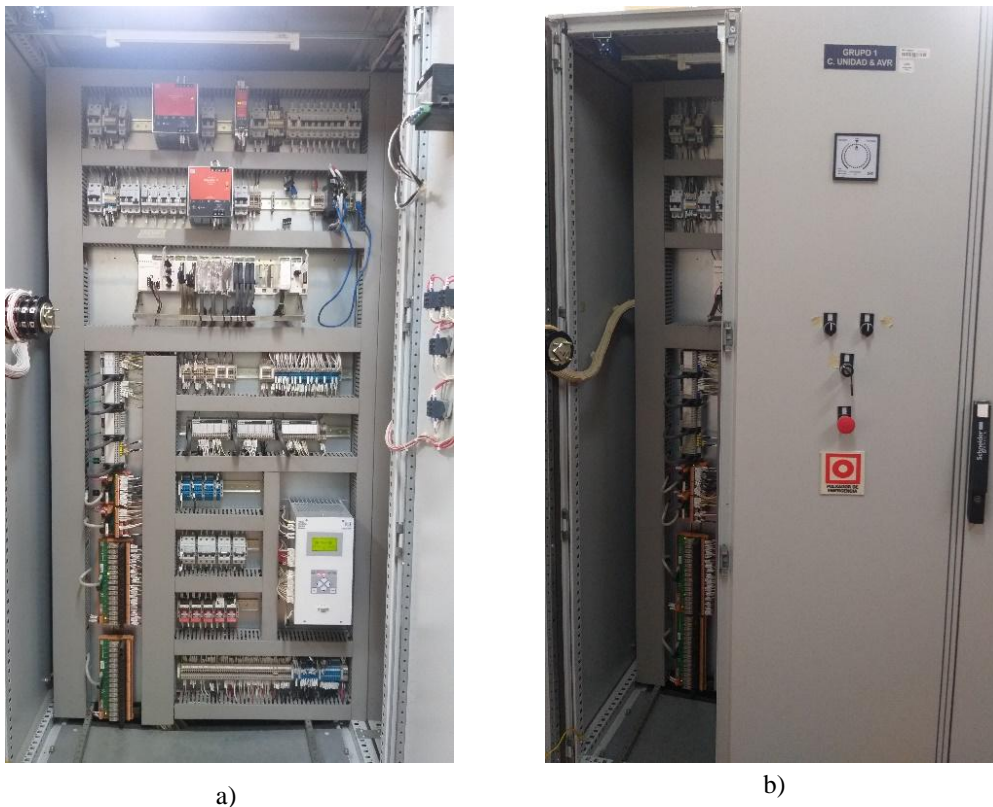


Fig. 18. Tablero de control de excitación de la Unidad 1 de la C. H. del Ambi.



El tablero de control incluye: un selector para sincronizar el generador con la red mediante el sincronoscopio; otro para controlar la apertura y cierre del disyuntor de carga; y uno adicional para regular el interruptor de campo del generador. Además, cuenta con un selector manual/automático del AVR, que permite elegir el modo de operación según las necesidades específicas del sistema.

El interior del tablero de control, como se muestra en la Fig. 18 (literal a), incluye un AVR modelo DECS-200-1C para las unidades 1 y 2 de la central. Además, cuenta con controles para la válvula mariposa principal, la válvula bypass y el Sistema HPU. Toda la información se transmite a los servidores del sistema SCADA y DMS de las unidades 1 y 2, lo que permite una supervisión y control remoto eficiente de la centra

### 2.7.5 Modelo Matemático del AVR modelo DECS-200

El fabricante del equipo indica que el AVR DECS-200 puede ser representado mediante el modelo matemático IEEE AC8B. Sin embargo, debido a la complejidad de este modelo, se opta por utilizar el modelo ESAC8B, que es más simple y práctico, ampliamente aplicado en los reguladores de voltaje Basler DECS dentro del programa de simulación PSS®E [69].

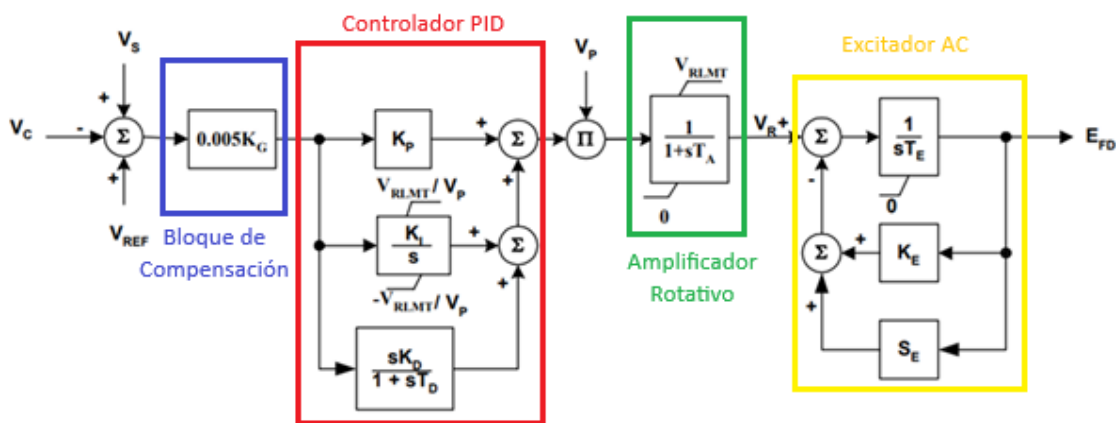


Fig. 19. Modelo matemático ESAC8B. [69], [70], [71]



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



El sistema de excitación rotatorio de la Fig. 19 está dividido en cuatro secciones: un bloque de compensación con ganancia  $K_g$  para compensar variaciones en las señales de entrada, un controlador PID que mejora el rendimiento del excitador incluye ganancias ( $K_p$ ,  $K_i$  y  $K_d$ ), un amplificador rotativo con ganancia  $K_a$  y constante de tiempo  $T_a$  para amplificar la señal de error de voltaje, y un excitador AC que suministra corriente al rotor de la máquina sincrónica directamente, sin anillos rozantes.

El AVR DECS-200 de Basler es un sistema de control de excitación micro – procesado, programable y flexible, diseñado para adaptarse a generadores con hasta 15 A de corriente continua en aplicaciones de 32, 63 o 125 Vcc [72].



## CAPÍTULO III

### MATERIALES Y MÉTODOS

La presente investigación se centró en el análisis y la propuesta de un nuevo sistema de excitación estática para la Unidad 1 de la Central Hidroeléctrica El Ambi. Como se indicó en el capítulo anterior, este componente es esencial en la generación de energía hidroeléctrica, ya que influye directamente en la estabilidad y eficiencia del suministro energético.

En este capítulo se describieron la metodología y los materiales utilizados para el estudio, cuyo objetivo fue examinar la unidad generadora de la central y su ES actual, analizar y comparar las topologías de ES estáticos existentes y en desarrollo, así como evaluar los ES estáticos implementados en otras centrales hidroeléctricas. Estos elementos fueron fundamentales para garantizar la precisión y confiabilidad de los resultados, además de proporcionar el contexto necesario para la investigación.

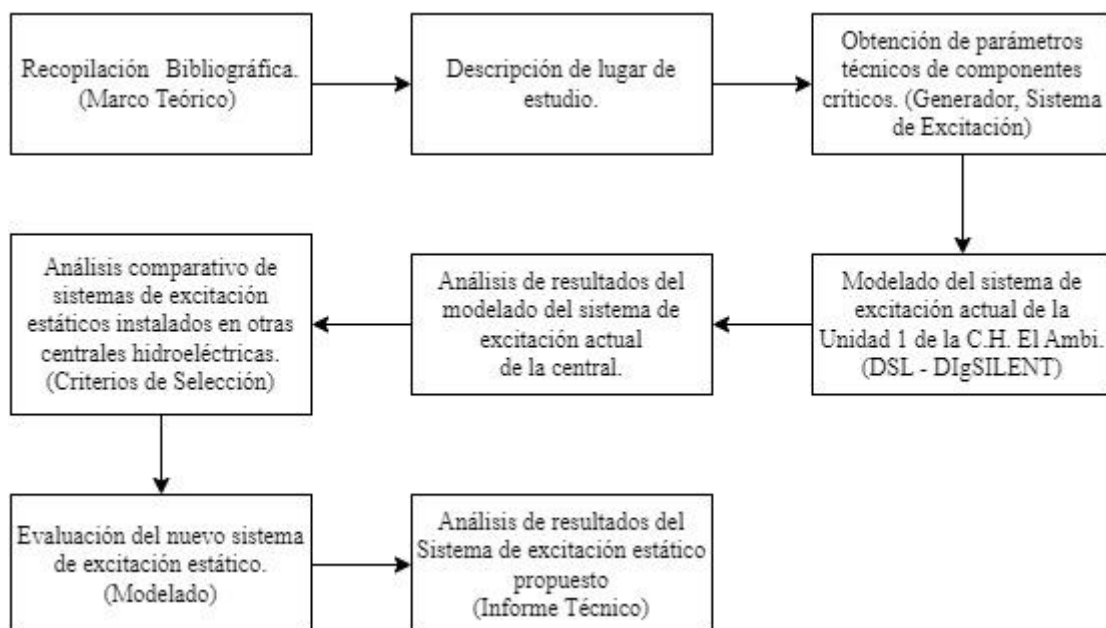


Fig. 20. Proceso de Investigación

Para facilitar la comprensión del proceso, en la Fig. 20 se presentó un diagrama que ilustró las etapas de la investigación. Este diagrama ofreció una visión general del flujo de trabajo, desde la revisión bibliográfica hasta la elaboración del informe técnico con la propuesta del



nuevo sistema de excitación estática (ES). El estudio se desarrolló mediante un enfoque metodológico riguroso que incluyó una revisión bibliográfica para establecer la base teórica, una descripción detallada de la C.H. El Ambi y sus características.

### 3.1 Lugar de Investigación.

La C.H. El Ambi, ilustrada en la Fig. 21, se encuentra localizada en el cantón Ibarra, provincia de Imbabura, aprovecha el caudal del río Ambi para la generación de energía eléctrica. Esta instalación cuenta con una capacidad de generación nominal de 8 MW, alcanzada durante las horas de máxima demanda, comprendidas entre las 17:00 y las 21:00 [1].



**Fig. 21** Central Hidroeléctrica El Ambi.

La central cuenta con dos unidades generadoras similares, cuyas turbinas operan con un caudal de  $3.0 \text{ m}^3/\text{s}$  y una altura neta de 167 metros. Los generadores producen 4.16 kV, transformados a 34.5 kV en la subestación mediante dos transformadores de 5 MVA cada uno [1]. La ciudad de Ibarra tiene una demanda eléctrica aproximada de 15 MVA, de los cuales la central El Ambi aporta el 51 %. Por esta razón, su operación es monitoreada de forma continua por la sección de Generación y Subtransmisión de EMELNORTE [73].



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



### 3.1.1 Datos técnicos y especificaciones de los generadores.

Los generadores instalados en la Central Hidroeléctrica El Ambi son máquinas síncronas trifásicas con conexión en "Y", montadas en un eje horizontal. Están equipados con rotores de polos salientes, diseñados específicamente para operar a bajas velocidades, con 12 polos en el rotor. Esta configuración garantiza una distribución uniforme del flujo magnético, asegurando una generación de energía eléctrica estable y confiable, adecuada para aplicaciones que requieren alta precisión y continuidad en el suministro. Las especificaciones técnicas detalladas de los generadores se presentan en la Tabla V.

**TABLA V**  
 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS GENERADORES  
 DE LA C.H. EL AMBI

<b>UNIDADES GENERADORAS</b>		
	<b>Unidad 1</b>	<b>Unidad 2</b>
<b>Marca</b>	Mather & Platt	Mather & Platt
<b>Procedencia</b>	Inglaterra	Inglaterra
<b>Tipo</b>	S21/780	S21/780
<b>Número</b>	498766/1	498766/2
<b>Número de Fases</b>	3	3
<b>Conexión</b>	Y	Y
<b>Potencia</b>	4 [MW]	4 [MW]
<b>Voltaje</b>	4.16 [kV]	4.16 [kV]
<b>Corriente</b>	693 [A]	693 [A]
<b>Factor de potencia</b>	0.8	0.8
<b>Frecuencia</b>	60 [Hz]	60 [Hz]
<b>Velocidad</b>	600 rpm	600 rpm
<b>Datos campo C.C.</b>	103 V – 213 [A]	103 V – 213 [A]
<b>Tipo de aislamiento</b>	Similar H	Similar H
<b>Número polos del Rotor</b>	12	12
<b>Fabricación</b>	1965	1965
<b>Fecha de instalación</b>	1967	1967

Nota: Los datos técnicos de las unidades fueron tomados de los datos de placa en la Central Hidroeléctrica El Ambi. [4]



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



Cada unidad generadora, Unidad 1 y Unidad 2, tiene una potencia nominal de 4 MW y un voltaje de salida de 4,16 kV, asegurando un suministro eléctrico eficiente y constante. Operan a 60 Hz, compatibles con redes eléctricas convencionales. Fabricados por Mather & Platt, los modelos S21/708 fueron instalados en 1967. Con un factor de potencia de 0.8, garantizan eficiencia en la conversión de energía mecánica a eléctrica, contribuyendo a la estabilidad de la Central Hidroeléctrica El Ambi.

### 3.1.2 Sistema de excitación rotativo actual.

El sistema de excitación cuenta con una máquina de corriente continua con escobillas, acoplada al generador y con conexión tipo shunt para controlar el campo electromagnético. Alimentada mediante anillos rozantes y escobillas, asegura estabilidad en el campo magnético y el voltaje de salida. La excitatriz está conectada a un cubículo con interruptor de campo para 500 V y 1 kA, y un solenoide de disparo de 125 VCC y 18.28  $\Omega$ , garantizando operaciones seguras. Las excitatrices Mather & Platt, modelo R104, fabricadas en 1965, son esenciales para los generadores de la C.H. El Ambi. Detalles en la Tabla VI.

**TABLA VI**  
 EXCITATRICES DE LA C.H. EL AMBI

<b>EXCITATRICES</b>		
	<b>Unidad 1</b>	<b>Unidad 2</b>
<b>Marca</b>	Mather & Platt	Mather & Platt
<b>Procedencia</b>	Inglaterra	Inglaterra
<b>Tipo</b>	R104	R104
<b>Número</b>	498866/1	498866/2
<b>Conexión</b>	Shunt	Shunt
<b>Potencia</b>	22 [kW]	22 [kW]
<b>Voltaje</b>	103 [V]	103 [V]
<b>Corriente</b>	213 [A]	213 [A]
<b>Velocidad</b>	600 rpm	600 rpm
<b>Datos campo C.C.</b>	103 V – 213 [A]	103 V – 213 [A]
<b>Clase de aislamiento</b>	H	H
<b>Fabricación</b>	1965	1965
<b>Fecha de instalación</b>	1967	1967

Nota: Los datos técnicos de las excitatrices fueron tomados en sitio de los datos de placa en la Central Hidroeléctrica el Ambi. [4]



Las excitatrices, con una potencia de 22 kW, suministran energía para excitar el campo magnético del generador principal, asegurando una generación eléctrica estable. Operan a 103 V y 213 A, lo que permite una respuesta rápida ante fluctuaciones de carga. La conexión tipo shunt controla el campo magnético y el voltaje de salida. Con una velocidad de 600 rpm y aislamiento clase H, ofrecen alta resistencia al calor y un funcionamiento seguro [1].

### **3.2 Enfoque Cuantitativo.**

Se eligió el enfoque cuantitativo por su capacidad para ofrecer resultados numéricos y estadísticos que evalúen la eficacia del nuevo ES estático. A través del análisis de datos del ES y la unidad generadora de la C.H. El Ambi, se busca mejorar la eficiencia del sistema actual y obtener hallazgos objetivos que respalden las conclusiones y recomendaciones.

### **3.3 Tipos de Investigación.**

Se realizaron dos tipos de investigación: la documental, para recopilar información teórica sobre los ES y la C.H. El Ambi, y la de campo, con observaciones y mediciones en la casa de máquinas usando datos de reportes operativos, personal operador y SCADA. Con un alcance explicativo, se analizaron variables clave para evaluar el comportamiento de la Unidad 1. El diseño es no experimental, ya que se estudió la unidad en su contexto natural.

### **3.4 IEEE Std 421.2™, Guía IEEE para la Identificación, Pruebas y Evaluación del Desempeño Dinámico de los Sistemas de Control de Excitación.**

Esta guía proporciona criterios, definiciones y métodos de prueba para analizar el rendimiento dinámico de los sistemas de control de excitación en máquinas síncronas, utilizados en el ámbito de las empresas de servicios eléctricos [74].



TABLA VII

RANGO DE ÍNDICES DE DESEMPEÑO DINÁMICO EN SISTEMAS DE CONTROL DE EXCITACIÓN.

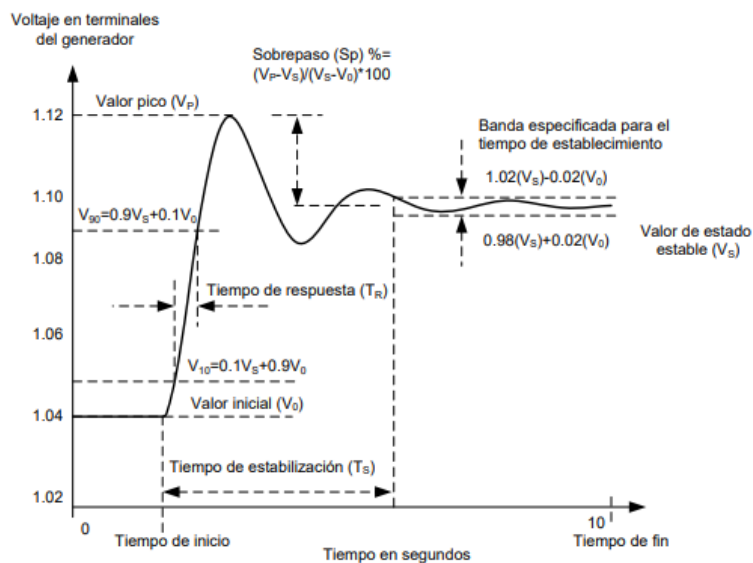
Parámetros	Respuesta	Unidad	Rangos Aceptables
Tiempo de respuesta ( <b>Tr</b> )		[s]	0.1 a 2.5
Tiempo de establecimiento ( <b>Ts</b> )		[s]	0.2 a 10
Sobrepaso ( <b>Sp</b> )		[%]	0 a 80%

Nota: La Tabla VII presenta los parámetros principales de rangos de índices de desempeño dinámico en Sistemas de control de excitación. [74]

En la Tabla VII se detallan los rangos típicos de los índices de desempeño para pequeñas señales en un sistema de control de excitación. Estos valores han sido determinados mediante análisis, considerando los rangos extremos previstos, desde las constantes de tiempo más prolongadas hasta las más breves, tanto del campo de la máquina síncrona como del ES, que podrían presentarse en aplicaciones prácticas.

### 3.5 Medidas de rendimiento de pequeña señal

Las pruebas de rendimiento de pequeña señal son fundamentales para analizar la respuesta de los sistemas de excitación frente a variaciones graduales en las condiciones del sistema. Además, estas pruebas proporcionan una herramienta práctica para verificar o ajustar los parámetros del modelo del sistema de excitación en estudios de sistemas de potencia [51], [52]. El análisis de pequeña señal se describe mediante índices de rendimiento, los cuales están relacionados con el tiempo de respuesta del sistema de excitación [74].



**Fig. 22** Respuesta típica de un sistema de excitación ante un cambio en la entrada. [74]

La Fig. 22 ilustra cómo un sistema de excitación responde en el tiempo frente a una variación en la entrada. Los principales índices considerados son: el tiempo de respuesta ( $T_r$ ) intervalo necesario para que el sistema alcance el 90% del valor de estado estable, el sobrepaso ( $Sp$ ) es el porcentaje que excede el valor de estado estable y el tiempo de estabilización ( $T_s$ ) es el tiempo requerido para que el sistema se estabilice dentro de una banda especificada. Estos índices permiten analizar las respuestas del sistema de excitación actual y la propuesta del sistema de excitación estático al momento en que se provocan perturbaciones en el sistema de potencia.

### 3.6 Materiales, equipos y software.

En esta sección se detalla cómo se integraron los materiales obtenidos a partir de la investigación documental y de campo en el desarrollo del trabajo de investigación. Asimismo, se describe la implementación del software DIGSILENT PowerFactory, destacando su papel fundamental en la comprensión del comportamiento de las señales de entrada y salida, como voltaje y corriente, de la C.H. El Ambi.



**TABLA VIII**  
MATERIALES Y SOFTWARE UTILIZADOS.

<b>Materiales de campo</b>	Fichas técnicas de la C.H. El Ambi.	Historial de mantenimiento de la C.H. El Ambi	Reportes estadísticos desarrollados por el Área de Generación de la C.H. El Ambi	Planos Estructurales de la Automatización de la C.H. El Ambi
<b>Software</b>	DIgSILENT PowerFactory 2021 SP2 (x64)			

Nota: La Tabla VIII presenta los elementos esenciales para el desarrollo del trabajo de investigación.

La Tabla VIII presenta los materiales de campo y software empleados en el trabajo de investigación, las fichas técnicas recopiladas proporcionaron los parámetros técnicos esenciales para modelar y simular el ES actual en el software DIgSILENT PowerFactory. Estos parámetros se presentan en varias de las tablas incluidas en este capítulo, que detallan las características generales de las unidades generadoras de la central, así como las especificaciones de las excitatrices, transformadores y demás componentes que conforman la red de la C.H. El Ambi.

El acceso a información sobre la configuración interna del equipo AVR DECS-200, instalado en sitio, permitió desarrollar en DIgSILENT un diagrama de bloques que refleja una aproximación precisa al comportamiento del equipo real.

Por otro lado, los reportes de mantenimiento fueron fundamentales para la investigación, ya que permitieron analizar el estado actual de la central, con un enfoque particular en la Unidad Generadora 1 y sus componentes. Asimismo, los reportes estadísticos proporcionados por el área de generación de EMELNORTE resultaron indispensables para evaluar los valores de energía generada, realizar una comparación entre la generación y la demanda, y analizar los ingresos derivados de la venta de energía por parte de la empresa.

### 3.7 Implementación del Software DIgSILENT PowerFactory SP2 (x64)

DIgSILENT PowerFactory es una aplicación líder en el análisis de sistemas de energía, utilizada para el estudio de sistemas industriales, de generación, transmisión y distribución [75]. En esta investigación, el software desempeñó un papel fundamental al permitir:



- Modelar y simular el comportamiento del sistema de excitación actual.
- Analizar las señales de voltaje y corriente en la C.H. El Ambi.
- Desarrollar un diagrama de bloques preciso del equipo AVR DECS-200.
- Evaluar el impacto de las perturbaciones en el sistema de potencia.

Para este trabajo, se utilizó DIgSILENT PowerFactory para simular tanto el ES rotativo como el ES estática de manera integral. En el software, se modelaron:

- El generador y el sistema de excitación rotativo para el análisis del estado actual.
- El sistema de excitación estática, especificando sus parámetros y características.

Además, se configuraron señales de referencia, como la tensión de referencia y la corriente de campo. Se ejecutaron simulaciones de transitorios, estabilidad y otros análisis para evaluar el comportamiento del ES estática en diversas condiciones operativas. DIgSILENT proporcionó resultados detallados y gráficos que permitieron analizar el rendimiento y la estabilidad del sistema.

### 3.7.1 Modelado de la Red de la C.H. El Ambi

El modelado de la red de la C.H. El Ambi, representado en la Fig. 23, se desarrolló utilizando el software DIgSILENT PowerFactory 2021 SP2. Para ello, se creó un proyecto denominado “MODELADO C.H. AMBI/AVR”, en el cual se diseñó el diagrama unifilar de la central, tomando como referencia el diagrama unifilar de EMELNORTE presentado en el Anexo A1.

En el proceso de modelado, se agregaron dos máquinas síncronas al script del proyecto. Los datos de placa presentados en la Tabla V se ingresaron al crear el elemento de tipo “.TypSym”. Cada máquina síncrona se configuró con los datos técnicos proporcionados en la Tabla IX, facilitados por la empresa encargada de la operación de la central. Estos datos se agregaron dentro del proyecto en la “Biblioteca de Tipos” del elemento creado, en las secciones “Flujo de Carga” y “Simulación RMS”.



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



**TABLA IX**  
 DATOS TÉCNICOS DE LAS  
 UNIDADES GENERADORAS 1 Y 2

Equipo	G1	G2
Nombre Modelo	Gen_1 Gen 5MVA	Gen_2 Gen 5MVA
S nominal (MVA)	5	5
Voltaje Nominal (kV)	4.16	4.16
Factor de potencia	0.8	0.8
Conexión	YN	YN
Q mínima [MVAR]	4.25	4.25
Q máxima [MVAR]	5.75	5.75
x0 (p. u.)	0.06309	0.06309
r0 (p. u.)	0.00219	0.00219
x2 (p. u.)	0.19118	0.19118
r2 (p. u.)	0.00665	0.00665
xd'' sat saturada (p. u.)	0.19118	0.19118
xd' transitoria (p. u.)	0.21986	0.21986
xd'' subtransitoria (p. u.)	0.19118	0.19118
xd' subtransitoria (p. u.)	0.2	0.2
Constante de tiempo td' transitoria	1	1
Constante de tiempo td'' subtransitoria	0.05	0.05
Constante de tiempo td'' subtransitoria	0.05	0.05
Tipo de máquinas IEC60909	Polos salientes	Polos salientes
Barra	Barra1 4.16_kV	Barra2 4.16_kV

Nota: Los valores de impedancia (x0, x2, r0, r2) están en por unidad (p. u.) basados en la potencia nominal de 5 MVA. Las constantes de tiempo están en segundos.

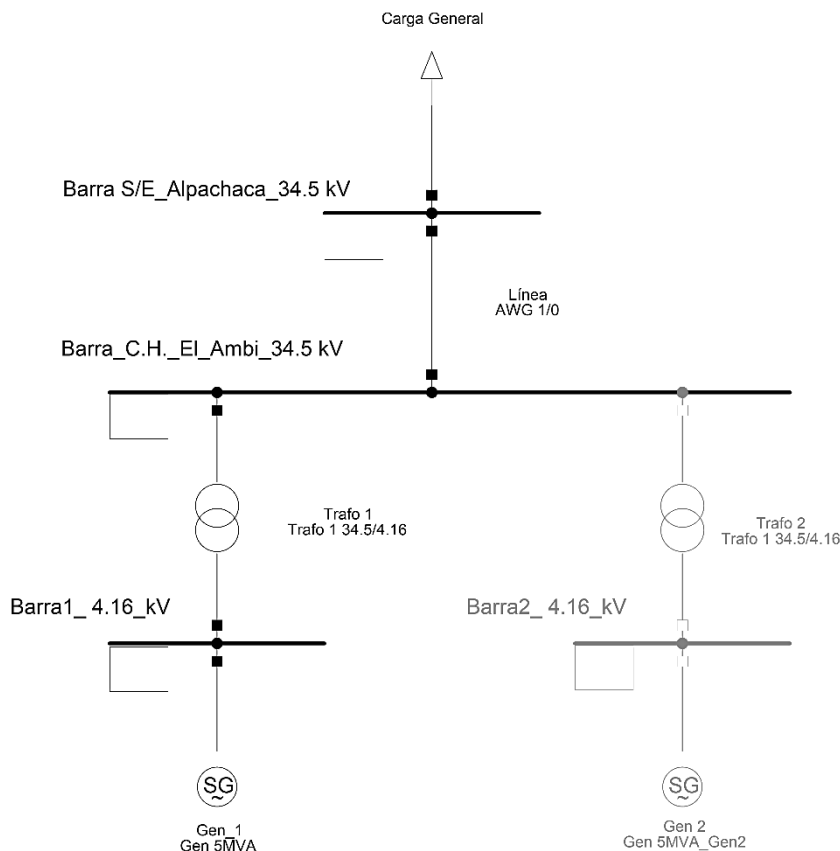


Fig. 23. Diagrama Unifilar de la C.H. El Ambi con PowerFactory SP2.

El uso de DIGSILENT PowerFactory permitió modelar con precisión la red de la C.H. El Ambi, como se ilustra en la Fig. 23, además permitió simular el comportamiento del sistema de excitación bajo diferentes condiciones y obtener resultados detallados y gráficos para evaluar la estabilidad y el rendimiento del sistema. Esta herramienta fue esencial para el análisis y la toma de decisiones en el desarrollo de la investigación.

**TABLA X**  
 PARÁMETROS TÉCNICOS DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA  
 DE LA C.H. EL AMBI.

TRANSFORMADORES DE POTENCIA								
Nombre	Grupo de Conexión	Sn [MVA]	f [Hz]	Vp [kV]	Vs [kV]	Fases	Pfe [kW]	uk (%)
Trafo 1 34.5/4.16	Ynd1	5	60	34,5	4.16	3	6.25	7
Trafo 2 34.5/4.16	Ynd1	5	60	34,5	4.16	3	6.25	7

Nota: El valor de pérdidas en vacío (Pfe) y la Voltaje de c.c. (uk) se recolectaron de simulaciones anteriores. [1], [76]



Para el modelado de los transformadores de potencia, se ingresaron los parámetros técnicos de la Tabla IX creando un elemento en formato “.TypTr2”. Estos parámetros se introdujeron en la “Biblioteca de Tipos” del elemento, específicamente en las secciones de “Datos Básicos”, “Flujo de Carga” y “Simulación RMS”. Este proceso permitió configurar de manera precisa los transformadores dentro del proyecto, asegurando que los datos técnicos reflejaran las condiciones reales de operación y facilitando la simulación y análisis del sistema de potencia en su conjunto.

**TABLA XI**

PARÁMETROS TÉCNICOS DE LAS BARRAS CONECTORAS  
PARA EL MODELADO DE LA C.H. EL AMBI

BARRAS CONECTORAS				
Nombre	Barra S/E Alpachaca 34.5 kV	Barra C.H. El Ambi 34.5 kV	Barra1 4.16 kV	Barra2 4.16 kV
Vn L-L [kV]	34.5	34.5	4.16	4.16

Nota: Los datos técnicos de las barras se presentan en voltaje Línea-Línea .

Los datos generales y técnicos de las barras de la red de la C.H. El Ambi se presentan en la Tabla XI. Para el modelado del sistema de potencia, se realizaron las siguientes configuraciones: La Barra S/E Alpachaca se conectó a una Carga General resistiva de 3.5 MW, Se desconectó el Transformador 2 del sistema, En el Gen\_2, se realizaron ajustes específicos para reflejar las condiciones operativas requeridas en el estudio.

**Tabla XII**

PARÁMETROS TÉCNICOS DE LA  
LÍNEA ALPACHACA - EL AMBI

LÍNEA AWG 1/0 [RAVEN]						
Terminal i	Terminal j	L [km]	V [kV]	R [Ω/km]	R0 [Ω/km]	X [Ω/km]
Barra S/E_Alpachaca 34.5 kV	Barra_C.H. El_Ambi 34.5 kV	5	34.5	0,5619	0,9645	0,5233
LÍNEA AWG 1/0 [RAVEN]						
B [uS/km]	B0 [uS/km]	Material	T. máxima [°C]	In [A]	f [Hz]	X0 [Ω/km]
3,8085	1,806	Aluminio	80	241	60	1,5668

Nota: Los parámetros eléctricos de la línea AWG 1/0 [RAVEN] están basados en condiciones estándar de operación.



Estas configuraciones permitieron modelar con mayor precisión el comportamiento del sistema de potencia en la C.H. El Ambi, asegurando que las simulaciones reflejaran las condiciones reales o hipotéticas bajo análisis. En la Tabla XII se presenta parámetros técnicos de la línea de subtransmisión entre la Subestación Eléctrica (S/E) El Ambi y la S/E Alpachaca. Para poder ingresar los parámetros al software es necesario crear un elemento en formato “TypLine”.

### 3.7.2 Modelado y Simulación en Lenguaje DSL

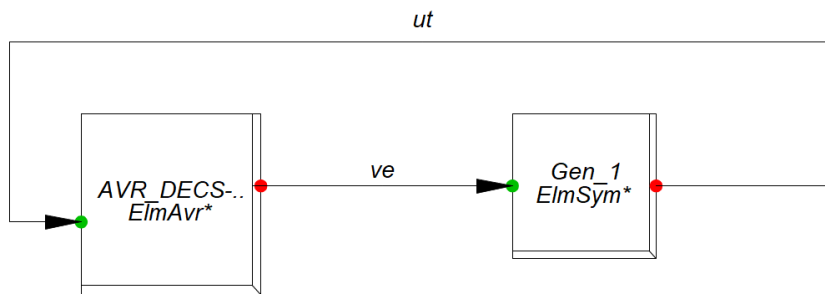
Para el modelamiento y simulación en lenguaje DSL, es necesario seguir los siguientes pasos, Estos pasos garantizan un correcto modelado del sistema de potencia en lenguaje DSL, facilitando la simulación y el análisis del comportamiento del sistema en diversas situaciones operativas [77]:

- 1 Creación del Composite Frame: En este paso, se diseña el diagrama de bloques que representa el sistema de potencia. Este diagrama sirve como base visual para el modelado.
- 2 Creación de Common Model Definition: Aquí se diseñan los modelos matemáticos para cada bloque del Composite Frame. Además, se calculan las condiciones iniciales necesarias para la simulación.
- 3 Creación del Composite Model: Este paso permite asignar elementos específicos a cada slot del diagrama de bloques, asegurando que cada parte del sistema esté correctamente configurada.
- 4 Creación de Common Models: Se desarrollan los modelos comunes que se utilizarán en el Composite Model, definiendo su comportamiento y parámetros.
- 5 Configuración de Common Models en Composite Model: Los Common Models se integran y configuran dentro del Composite Model, asegurando que todos los componentes funcionen de manera coordinada.
- 6 Simulaciones: Finalmente, se ejecutan las simulaciones para analizar el comportamiento del sistema. Durante este proceso, se pueden crear eventos que alteren las variables de los equipos principales, permitiendo evaluar su respuesta bajo diferentes condiciones.



### 3.7.3 Modelado del AVR DECS-200 en Lenguaje DSL

Una vez creada la red de la C.H. El Ambi, se ajustó el Tap del Transformador 1 a un valor de 3, con intervalos de  $\pm 2.5$ . Posteriormente, se ejecutó un flujo de carga para verificar la respuesta del sistema de potencia. Además, se modeló el AVR DECS-200 en lenguaje DSL, tomando como referencia el modelo matemático previamente presentado en la Fig. 22.



**Fig. 24.** Conexión de los slots Gen\_1 y AVR\_DECS-200.

Tal como se detalla en la Fig. 24, el proceso inició con la creación de un nuevo script de tipo “Block/Frame Diagram”, al cual se le asignó el nombre “Red\_C.H.\_EL Ambi\_D.Frame”. Este script sirvió como base para representar gráficamente la estructura del sistema modelado.

Dentro del diagrama, se incorporaron dos slots principales: el primero, denominado "AVR\_DECS-200", que corresponde al regulador automático de voltaje; y el segundo, llamado "Gen\_1", que representa el generador asociado. Ambos slots se conectaron de manera adecuada para reflejar la interacción entre los componentes del sistema, asegurando así una representación clara y funcional del modelo.

**TABLA XIII**  
 SEÑALES DE SALIDA Y ENTRADA DE LOS COMPONENTES  
 AVR\_DECS-200 Y GEN\_1

Bloque	Señales de Salida	Señales Entrada
AVR_DECS-200	Efd	ut
Gen_1	ut	ve

Nota: Las salidas y entradas de los bloques se basan en la señales internas definidas para cada equipo.



Dentro de cada bloque, se asignaron los nombres de las señales con respecto a la Tabla XI. Las señales que se presentaron corresponden a señales internas de cada equipo. La señal de voltaje en los terminales del generador, “ut”, se compartió para ambos bloques.

El siguiente paso consistió en crear un nuevo script de tipo “Block/Frame Diagram”, para un “Model\_Definition”, denominado “AVR\_Basler\_DECS-200\_Model\_Definition”. Según el modelo matemático propuesto, se diseñó el diagrama de bloques, se asignaron los macros a los bloques y se realizó la conexión de todas las señales, tal como se ilustra en la Fig. 25.

A continuación, se realizó el cálculo matemático de las condiciones iniciales del modelo, para los Bloques X, X1, X2, X3, con el fin de obtener las variables de estado y generar el código, para setear las condiciones iniciales del diagrama de bloques “AVR\_Basler\_DECS-200\_Model\_Definition”.

Cálculo matemático de las condiciones iniciales.

Bloque X

$$y_0 = x; \text{ por lo tanto, } X = o5$$

$$y_i = 0; \text{ por lo tanto, } y_{i1} = 0$$

$$o5 = \frac{Se * (Ke * Efd)}{Vp}$$

Bloque X1

$$y_0 = 0; \text{ por lo tanto, } X1 = 0$$

$$y_i = x; \text{ por lo tanto, } y_{i1} = 0$$

Bloque X2

$$y_0 = x; \text{ por lo tanto, } X2 = o8$$

$$y_i = x; \text{ por lo tanto, } y_{i2} = X2$$

$$X2 = Se * (Ke * Efd)$$

Bloque X3

$$y_0 = x; \text{ por lo tanto, } X3 = Efd$$

$$y_i = 0; \text{ por lo tanto, } y_{i3} = X2$$

$$o8 = Se * (Ke * Efd)$$



Tras agregar el código, se verificó la correcta implementación de las ecuaciones para evitar errores. Luego, se creó un “CommonModel” y, con los datos de la Tabla XII, se ajustaron los valores numéricos de los parámetros para asegurar la precisión del modelo.

Código de condiciones iniciales para el Diagrama de Bloques “AVR\_Basler\_DECS-200\_Model\_Definition”

**!Autor Alberto Vilañez**

**!Inicialización de variables de estado**

$inc(x) = Se + (Ke * Efd)/Vp$

$inc(x1) = 0.0$

$inc(x2) = Se + (Ke * Efd)$

$inc(x3) = Efd$

**!Inicialización variables in/out**

$inc(Vref) = ut$

$inc(Vp) = 1.0$

$inc(Vs) = 0.0$

**!Definición de Parámetros de entrada**

$vardef(Kg) = ' - '$ ; 'Constante de tiempo de filtro'

$vardef(Kp) = ' - '$ ; 'Ganancia proporcional'

$vardef(Ki) = ' - '$ ; 'Ganancia integral'

$vardef(Kd) = ' - '$ ; 'Ganancia derivativa'

$vardef(Td) = 's'$ ; 'Constante de tiempo derivativo'

$vardef(Ta) = 's'$ ; 'Constante de tiempo del regulador de voltaje'

$vardef(Te) = 's'$ ; 'Constante de tiempo del excitador'

$vardef(Ke) = ' - '$ ; 'Ganancia del excitador'

$vardef(Vrmax) = 'p. u.'$ ; 'Controlador Voltaje máximo'

$vardef(Vrmin) = 'p. u.'$ ; 'Controlador Voltaje mínimo'

$vardef(E1) = 'p. u.'$ ; 'Factor de Saturación 1'

$vardef(E2) = 'p. u.'$ ; 'Factor de Saturación 3'

$vardef(Se1) = 'p. u.'$ ; 'Factor de Saturación 2'

$vardef(Se2) = 'p. u.'$ ; 'Factor de Saturación 4'

$vardef(Vp) = 'p. u.'$ ;

'Entrada de la fuente de energía para el sistema de excitación'

**!vardef(Ka) = ' - '**; 'Ganancia del regulador de voltaje'



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**

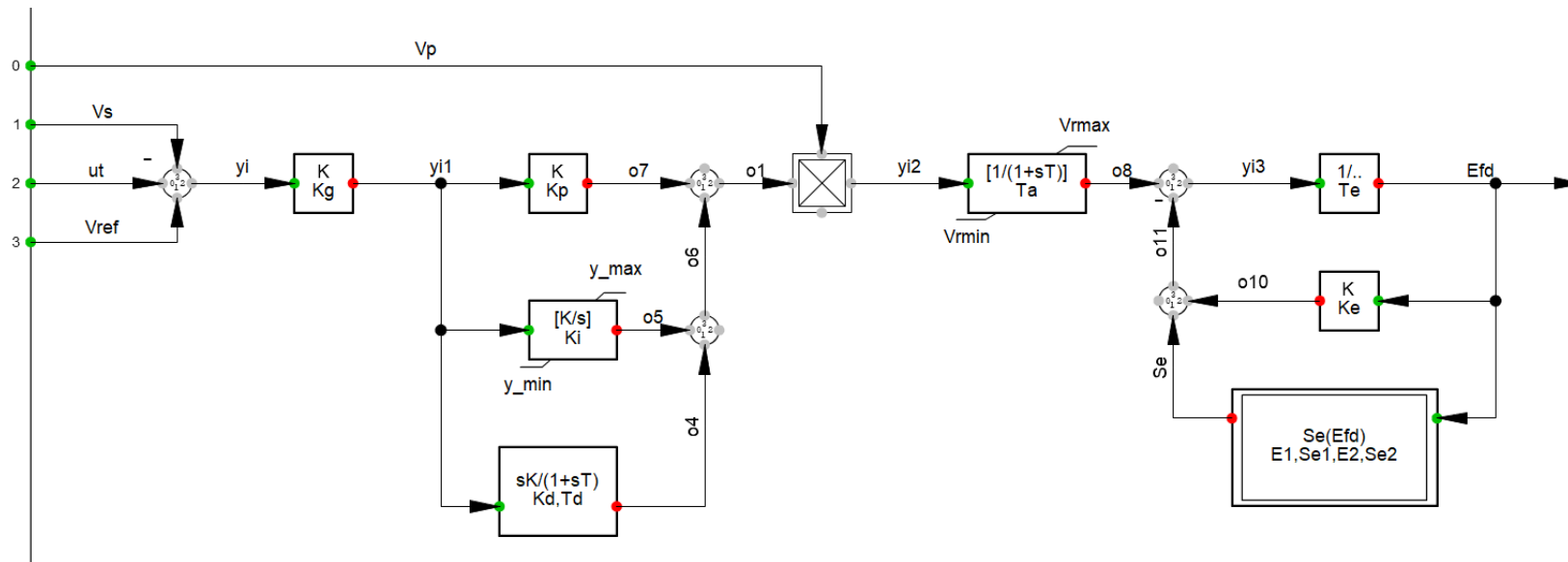


Fig. 25. Diagrama de bloques del AVR\_Basler\_DECS-200.

**TABLA XIV**  
 PARÁMETROS DE ENTRADA PARA EL  
 AVR DECS-200

<b>Parámetros</b>	<b>Kg</b>	<b>Kp</b>	<b>Ki</b>	<b>Kd</b>	<b>Td</b>	<b>Ta</b>	<b>Te</b>	<b>Ke</b>
<b>Valor</b>	0.5	60.00	28.2346	1.914679	0.0681495	0.0638903	0.175	1.00
<b>Parámetros</b>	<b>E1</b>	<b>Se1</b>	<b>Se2</b>	<b>y<sub>min</sub></b>	<b>V<sub>rmin</sub></b>	<b>y<sub>max</sub></b>	<b>V<sub>rmax</sub></b>	<b>E2</b>
<b>Valor</b>	3,322288	0,0738635	0,25	-4,259344	-4,259345	4,259345	9,971729	4,429718

Nota: Datos obtenidos mediante el método de optimización por enjambre de partículas (PSO) [73].



### 3.8 Metodología para la ejecución de Pruebas de Desempeño Dinámico.

El propósito de las pruebas es asegurar el desempeño adecuado de los sistemas de control ante diferentes transitorios electromecánicos, considerando cambios en la carga y ajustes en las variables de referencia de los controles [5]. Para este tipo de pruebas, se sugiere establecer un tiempo de simulación en el rango de 300s. Durante este período, es esencial asegurar que las variables evaluadas dentro de una misma magnitud se mantengan por debajo de los límites de  $1 \times 10^{-5}$  [78].

En este sentido se aplicaron pruebas de estado estable, escalón de  $\pm 5\%$  en el  $V_{ref}$ , cambios de carga de  $\pm 10\%$ , rechazo de carga al  $100\%$ , cambio de Carga al  $\pm 10\%$ , entre otros, que serán aplicados para el sistema de excitación rotativo que se encuentra en la Unidad 1 de la C.H. El Ambi actualmente y de igual forma serán aplicadas en la propuesta del nuevo sistema del excitación estático que estará aplicado a la Unidad 1 de la misma central.

### 3.9 Resumen

El Capítulo III presenta el proceso de investigación del estudio, destacando las aplicaciones de las investigaciones de campo y documentales que fueron fundamentales para su desarrollo. Estas investigaciones permitieron la adquisición de datos relevantes para las simulaciones. El enfoque cuantitativo de este proyecto se aplicará para realizar una comparación entre los sistemas de excitación. La metodología para analizar el estado de la Central Hidroeléctrica El Ambi se basa en la implementación del sistema de potencia real en el software, así como del sistema de excitación actual y el propuesto. Esta metodología se centra en la aplicación del proceso metodológico para su implementación en el programa DIgSILENT, utilizando el lenguaje DSL y aplicando normativas para analizar sus respuestas transitorias.



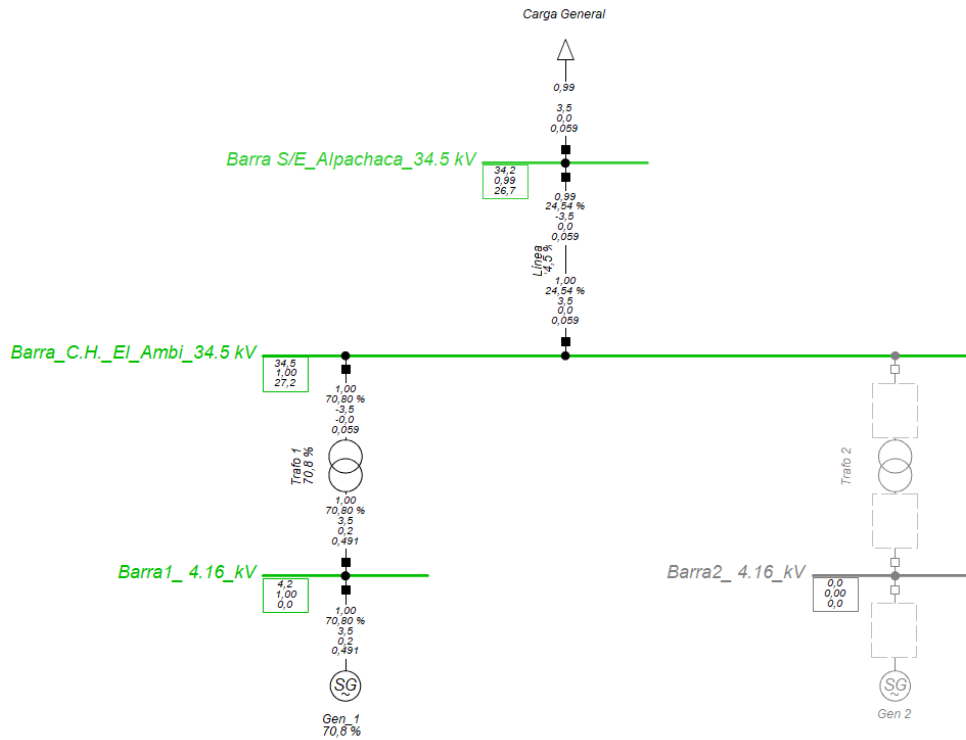
## CAPÍTULO IV

### RESULTADOS Y ANÁLISIS

El Capítulo IV tuvo como objetivo proponer un sistema de excitación estático para la Unidad 1 de la C.H. El Ambi, reemplazando el sistema de excitación rotativo existente por un modelo tipo ST10C implementado en lenguaje DSL utilizando el software DIgSILENT PowerFactory. Para lograr este objetivo, en primer lugar, se analizó el estado actual de la central, aplicando la metodología de pruebas descrita en el Capítulo III. Luego, se analizaron las respuestas en el dominio del tiempo obtenidas de pruebas de desempeño dinámico realizadas previamente en centrales hidroeléctricas equipadas con sistemas de excitación tipo ST. Posteriormente, se evaluaron diversas opciones de sistemas de excitación de este tipo para seleccionar aquel con las características más favorables para la Unidad 1 de la C.H. El Ambi. Una vez seleccionado el sistema óptimo, se procedió a simular su comportamiento mediante DIgSILENT PowerFactory y se obtuvieron los resultados del nuevo sistema de excitación estático, los cuales conforman un informe técnico.

#### **4.1 Aplicación de Pruebas de Desempeño Dinámico al sistema actual de la U1 de la C.H. El Ambi.**

El punto inicial de operación del sistema se estableció con una cargabilidad del 70.8 % en el generador Gen\_1, un voltaje terminal de 1.00 por unidad (p.u.) y una carga de 3.5 MW. Para este análisis, se excluyeron del servicio el generador Gen\_2 y el transformador Trafo\_2.

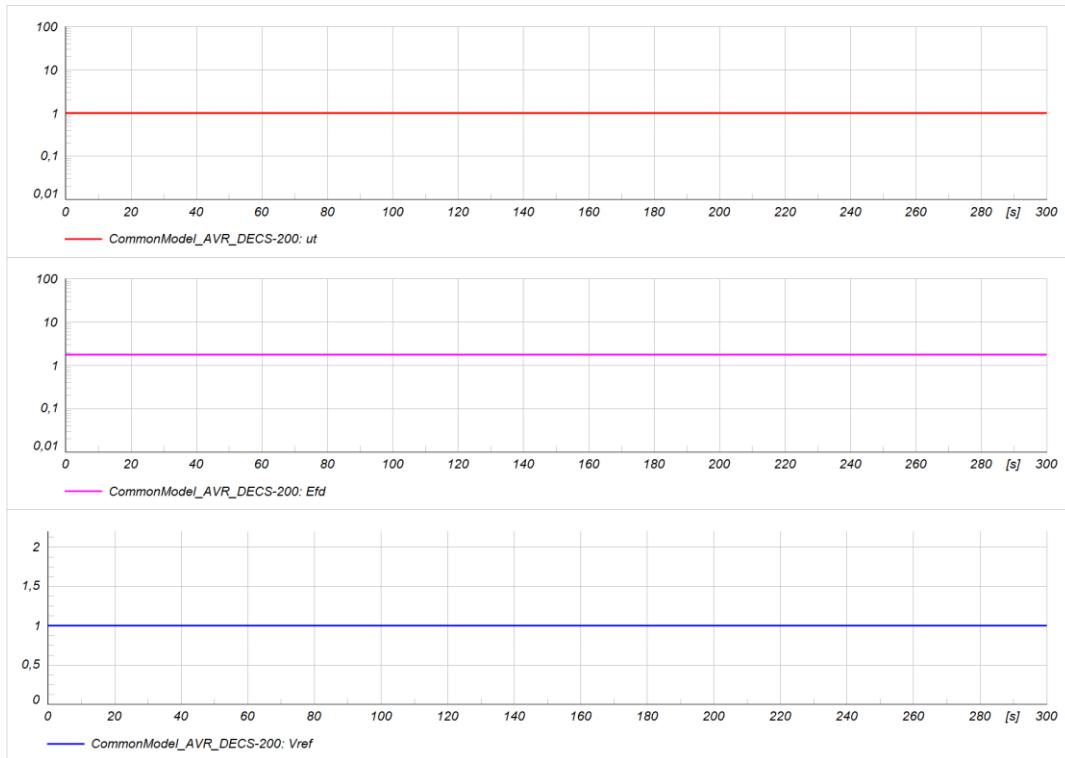


**Fig. 26** Flujo carga para verificación de punto inicial de operación en el Gen\_1.

En la Fig. 26 se presentó el flujo de carga para verificar el punto inicial de operación en el Gen\_1. La máquina síncrona utilizada para estas pruebas correspondió a la U1 de la C.H. El Ambi, identificada como “Gen\_1”. En este escenario, se instaló una carga general de tipo resistivo, completamente estática (100 %) y con factores de dependencia del voltaje establecidos en 1, tanto para la potencia activa como para la reactiva.

#### 4.1.1 Prueba de Funcionamiento en Régimen Estable

Para el desarrollo de las pruebas subsecuentes, resultó indispensable establecer condiciones iniciales adecuadas. En este contexto, se procedió a analizar el sistema de potencia en estado estable, evaluando las variables asociadas al AVR de la Unidad 1 de la C.H. El Ambi: el voltaje de campo (Efd), el voltaje en las terminales del generador (ut) y el voltaje de referencia (Vref), tal como se presenta en la Fig. 27.



**Fig. 27** Pruebas de régimen estable - Gen1 de la C.H. El Ambi

Los resultados obtenidos de esta prueba confirmaron que las variables analizadas mantuvieron un comportamiento estable a lo largo del tiempo. En la Fig. 27 se presentaron tres gráficas: la primera mostró el voltaje en los terminales del generador que llega al AVR; la segunda reflejó la respuesta del sistema mediante el voltaje de campo aplicado al generador; y la tercera ilustró la referencia que el sistema debía alcanzar.

**TABLA XV**  
 RESPUESTAS DINÁMICAS PARA EL CASO DE  
 RÉGIMEN ESTABLE.

Equipo \ Parámetros	<i>ut</i> [p.u.]	<i>Vref</i> [p.u.]	<i>Efd</i> [p.u.]
AVR_DECS-200	1	1	1.77493

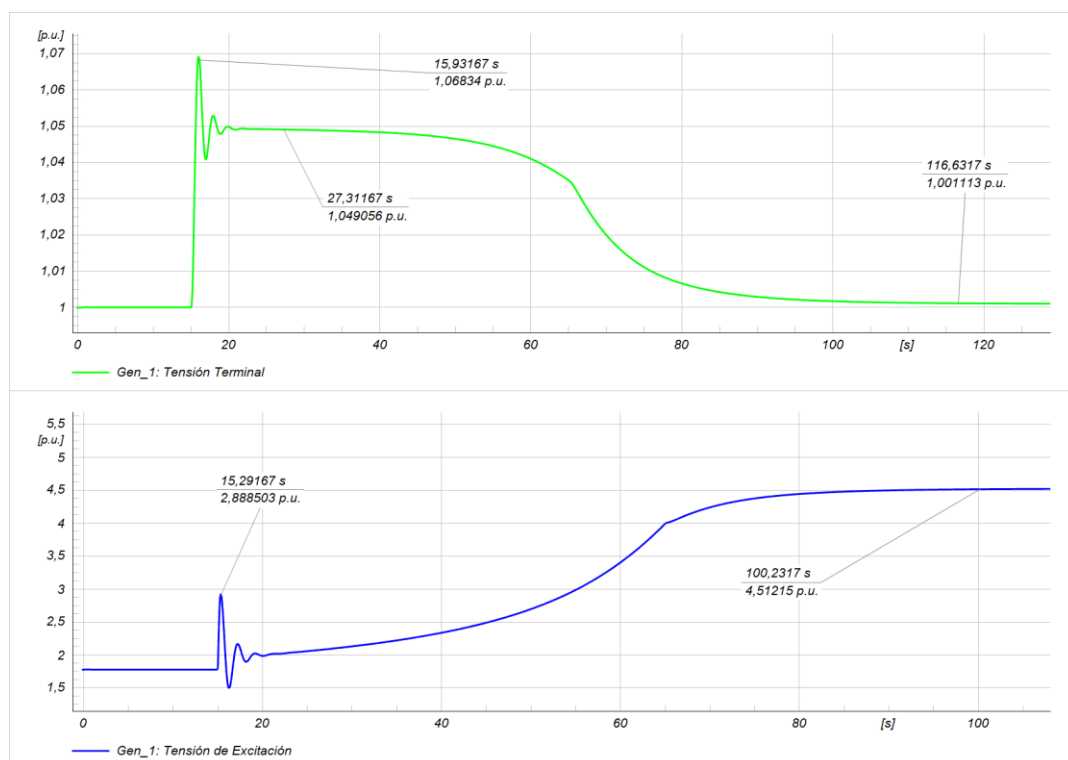
Nota: Valores obtenidos de la prueba de régimen estable.



Como se presenta en la Tabla XV, se observó que tanto la variable “ut” como la variable “Vref” mantuvieron un valor constante de 1.0 p.u., lo que evidenció la estabilidad del sistema bajo las condiciones evaluadas. Por su parte, la variable “Efd” mantuvo un valor estable de 1.77493 p.u., reflejando un adecuado desempeño del sistema de regulación y control en las condiciones de operación simuladas.

#### 4.1.2 Prueba de incremento de +/- 5% de Vref del AVR DECS – 200

Para llevar a cabo esta prueba, se creó un evento de tipo "EvtParam", el cual permitió ajustar el valor de la variable Vref de 1.0 p.u. a un valor específico de 1.05 (p.u.). La modificación se programó para que se cumpliera a los 15 s de iniciada la simulación.



**Fig. 28** Prueba incremento del +5% del Vref del AVR en la UI de la C.H. El Ambi.

Las gráficas de la Fig. 28 ilustran las respuestas del sistema de potencia, centrándose en el comportamiento dinámico de la Unidad 1 de la C.H. El Ambi. En este análisis, se examinaron las respuestas de señal pequeña y las respuestas de estabilidad de las variables de voltaje en los terminales del generador y voltaje de excitación (ve) propias del generador.



TABLA XVI

RESPUESTAS DINÁMICAS PARA EL CASO DE  
+5% DEL VREF

Equipo	Condiciones Iniciales			Respuestas Dinámicas Estables			
	$T_0$ [s]	$ut$ [p.u.]	$ve$ [p.u.]	$T_s$ [s]	$ut$ [p.u.]	$ve$ [p.u.]	$T_s$ [s]
Gen_1	0	1	1.77393	115	1.001113	4.77493	100

Nota: Valores aproximados de respuesta cuando el sistema se vuelve estable.

Con los resultados obtenidos de la Tabla XVI, se concluyó que el sistema respondió adecuadamente al evento creado, alcanzando un voltaje en los terminales del generador con un valor aproximado de 1.0499 p.u. durante los primeros 7 segundos. Sin embargo, debido a los parámetros internos del AVR con los que opera la central, el voltaje en los terminales del generador se reguló gradualmente hasta estabilizarse de manera suave y continua en un valor cercano a 1.0 p.u.

Además, se observó un incremento en la variable del voltaje de campo, que pasó de 1.77393 p.u. a un valor final de 4.77493 p.u., lo que permitió generar un campo magnético más fuerte en el generador. Este aumento en la excitación garantizó que el generador pudiera suministrar la potencia reactiva necesaria para estabilizar el voltaje en sus terminales.

TABLA XVII

ÍNDICES DE RENDIMIENTO PARA EL CASO  
%5 VREF AVR DECS-200

Señal	$T_r$ [s]	$T_s$ [s]	Sobrepaso [%]	$V_p$ [p.u.]	Cumple con la Norma
ut	0.73	4	0.3923	1.069327	Si
ve	0.5	4	3.6364	2.917351	Si

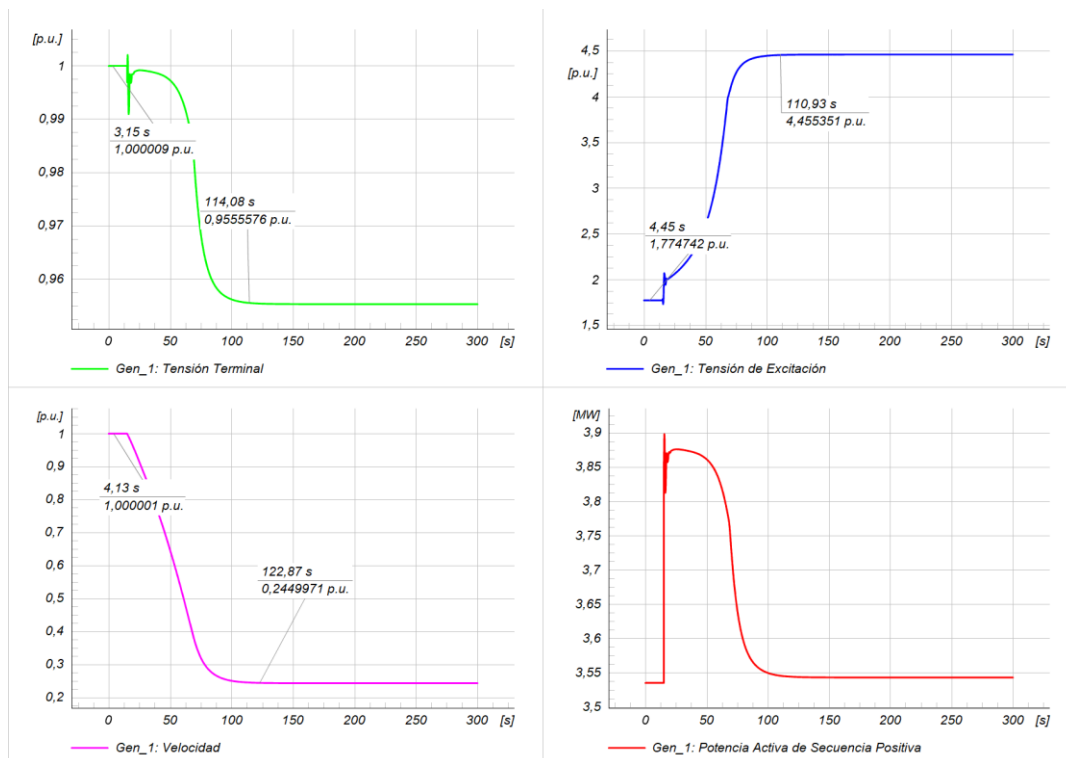
Nota: Rendimiento de pequeña señal en el dominio del tiempo.

Los resultados obtenidos y presentados en la Tabla XVII demostraron que el sistema respondió de manera adecuada a la simulación de un incremento del +5 % en Vref. Los índices de respuesta transitoria se encontraron dentro de los rangos establecidos por la norma IEEE 421.2, lo que validó el correcto desempeño del sistema bajo condiciones dinámicas.



### 4.1.3 Prueba de cambio de Carga al +/- 10%

La prueba consistió en mantener la máquina conectada al sistema en estado estable y realizar un cambio de +10 %, con el objetivo de evaluar el comportamiento de variables como el voltaje de campo, la velocidad de la máquina y el voltaje en los terminales del generador. Para ello, se diseñó un evento del tipo "EvtLod" para la Carga General del sistema de potencia. La configuración de la prueba estableció que, después de 15 segundos de haber iniciado la simulación, se implementara un cambio de carga del 10 %.



**Fig. 29** Prueba de incremento del 10% en la carga resistiva del SEP.

En la Fig. 29 se presentan los resultados luego de simular un evento de carga en el que se incrementó el 10 % de la carga. Se incluyen cuatro gráficas: la primera muestra el voltaje en los terminales del generador; la segunda refleja la respuesta del sistema mediante el voltaje de campo; la tercera ilustra la respuesta dinámica del generador mediante la variable de velocidad ante este evento; y la cuarta presenta la Potencia Activa del generador, donde se refleja el incremento del 10 % de la carga.



TABLA XVIII

RESPUESTAS DINÁMICAS PARA EL CASO  
INCREMENTO DEL 10% DE CARGA  
DEL SEP DE LA C.H. EL AMBI.

Equipo	Condiciones Iniciales					Respuestas Dinámicas Estables							
	$T_0$ [s]	ut [p.u.]	ve [p.u.]	xspeed [p.u.]	P [MW]	$T_s$ [s]	ut [p.u.]	$T_s$ [s]	ve [p.u.]	$T_s$ [s]	xspeed [p.u.]	$T_s$ [s]	P [MW]
Gen_1	0	1.000009	1.7747	1,000001	3.53	114	0.95555	110	4.4553	120	0.24499	130	3.54

Nota: Valores aproximados de respuesta cuando el sistema incrementa un 10 % en su carga.

Con los resultados obtenidos de la Tabla XVIII, se concluyó que el equipo AVR\_DECS-200 es capaz de estabilizar el sistema de potencia ante un evento que incremente abruptamente el 10 % de la carga.

Se observó que el sistema presentó una respuesta transitoria durante un lapso aproximado de 30 segundos, cumpliendo con las características definidas para la prueba. Luego, el AVR actuó de manera efectiva, regulando el voltaje de campo hasta un valor de 4.455351 p.u. Con esta acción, logró ajustar la variable del voltaje en los terminales del generador, estabilizándola en un valor de 0.9555576 p.u., para cumplir con los parámetros preestablecidos del AVR instalado en la C.H. El Ambi.

TABLA XIX

ÍNDICES DE RENDIMIENTO PARA EL  
CASO DE INCREMENTO DEL 10% DE CARGA  
EN EL SEP DE LA C.H. EL AMBI.

Señal	$T_r$ [s]	$T_s$ [s]	Sobrepaso [%]	$V_p$ [p.u.]	Cumple con la Norma
ut	0.73	10	-3.49	1.002101	/
ve	0.5	10	0.36018	2.080359	Si
P	0.25	10	0.06211	3.897234	Si

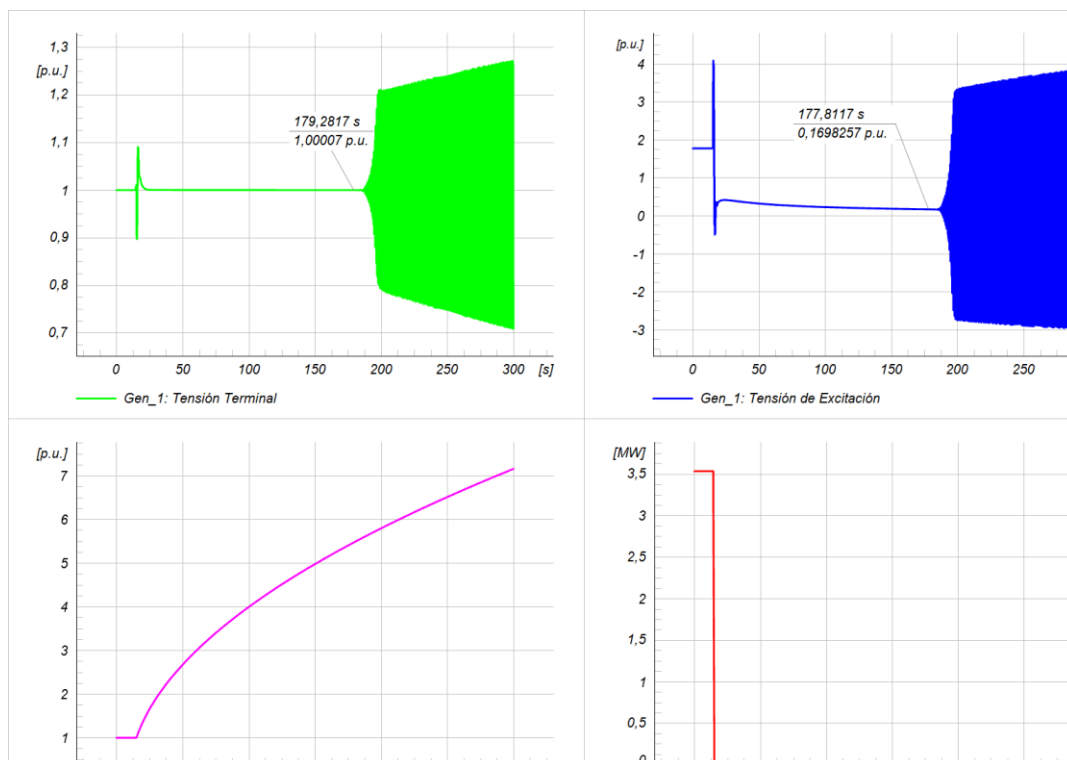
Nota: Índices de pequeña señal en el dominio del tiempo para evento de rechazo de carga del 100%.



Los índices de rendimiento presentados en la Tabla XIX demostraron que, aunque el sistema experimentó una perturbación, las variables de voltaje de campo y potencia del generador se mantuvieron dentro de los rangos establecidos por la IEEE. Sin embargo, el voltaje en los terminales presentó un impulso negativo, lo que permitió evaluar la capacidad del AVR, el cual actuó eficazmente y logró estabilizar el sistema de potencia de la Central Hidroeléctrica El Ambi en la simulación.

#### 4.1.4 Prueba de Rechazo de Carga del 100%

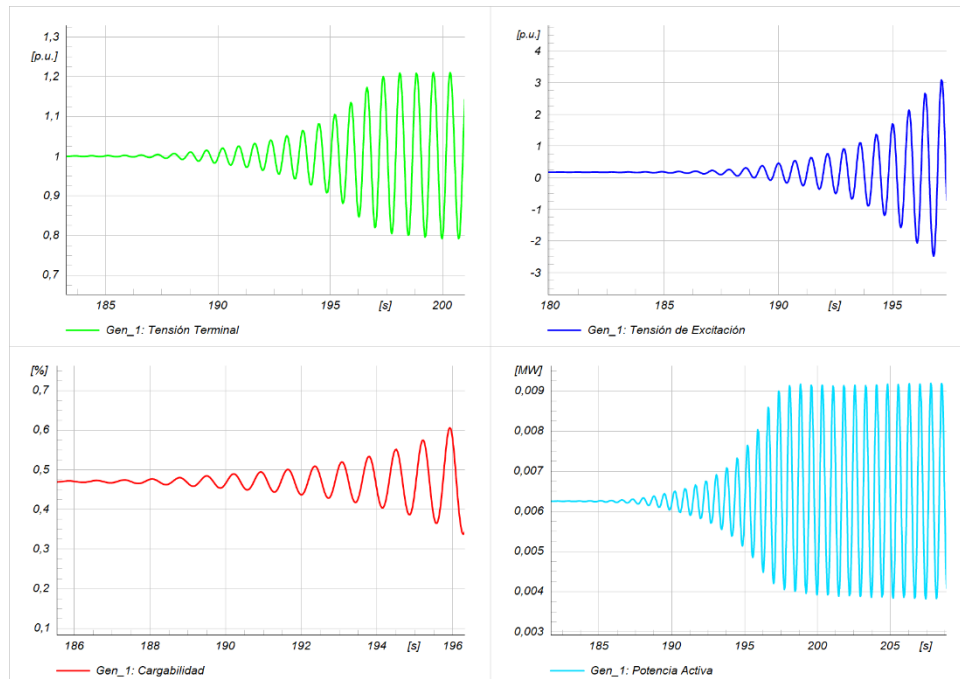
La prueba consistió en mantener la máquina conectada al sistema en estado estable y desconectar la carga al 100 % del sistema. Para ello, se diseñó un evento del tipo "EvtSwitch" para la Carga General del sistema de potencia. En la configuración de la prueba, se estableció que, después de 15 segundos de haber iniciado la simulación, se realizara la apertura total del interruptor de la carga.



**Fig. 30** Prueba de Rechazo de Carga del 100% en el SEP de la C.H. El Ambi.



Los resultados presentados en la Fig. 30 permitieron concluir que el sistema presentó inestabilidad después de aproximadamente 178 segundos. Sin embargo, durante este período, el AVR\_DECS-200 intentó mantener la estabilidad, como se observó en la respuesta del voltaje en los terminales del generador y en la respuesta del voltaje de campo.



**Fig. 31** Respuestas de inestabilidad en el Gen\_1

Las gráficas de la Fig. 31 mostraron la respuesta posterior a una pérdida total de carga en un generador cuya velocidad se disparó. Las oscilaciones no representaron un comportamiento normal, sino la manifestación de un sistema que perdió completamente su punto de operación estable y entró en una condición crítica y fuera de control. Esencialmente, las gráficas mostraron las "convulsiones" de un generador que sufrió un evento catastrófico.

#### **4.2 Análisis de Sistemas de excitación ST implementados en Centrales Hidroeléctrica.**

En este apartado se analizan los resultados dinámicos obtenidos en pruebas de rendimiento realizadas en centrales hidroeléctricas equipadas con sistemas de excitación tipo ST. Como ejemplos ilustrativos de la implementación de estas tecnologías, se mencionan la Central Hidroeléctrica Daule Peripa en Ecuador, donde se ha implementado en la Unidad 1, y la Central Generadora PRJ-230 del SNI de México, donde se implementó en la Unidad 9. También se incluyen centrales hidroeléctricas que adoptan nuevas tendencias, como la Central



Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo, ubicada en Perú, y la Central Hidroeléctrica de Da Nhim-Ham Thuận-Da Mi, así como la Central Hidroeléctrica de Yaly, ambas en Vietnam. Además, la aplicación de estas tecnologías se extiende a otras centrales con diferentes fuentes de energía.

#### 4.2.1 Análisis de las respuestas dinámicas de la C.H. Daule Peripa

La Central Hidroeléctrica Daule Peripa cuenta con un ES tipo ST1A implementado en la Unidad 1. El sistema de potencia de la central partió de un caso de operación inicial y fue sometido a pruebas de operación en estado estable, así como a pruebas de escalón del  $\pm 5\%$  en el Vref del VCO y del  $\pm 5\%$  en el Vref del PCU. También se realizaron pruebas de cambios en elementos externos, como variaciones de carga del  $\pm 10\%$  y rechazo de carga del  $100\%$ . La Tabla XX, presentada a continuación, muestra los resultados obtenidos tras las pruebas realizadas.

**TABLA XX**  
RESPUESTAS EN EL DOMINIO DEL TIEMPO DEL VCO  
DE LA U1 DE LA C.H. DAULE PERIPA

Prueba De Operación En Estado Estable			$\pm 5\%$ del Vref en la C.H. Daule Peripa		
Parámetro	Respuesta	Unidad	Parámetro	Respuesta	Unidad
ut	1.0	p.u.	ut	1.049	p.u.
w	1.0	p.u.	Ts	42	s
pt	0.802	p.u.	Efd	1.221	p.u.
Efd	1.16	p.u.	Ts	111.922	s
Prueba Rechazo de Carga del 100%			Prueba de Cambio de Carga al $\pm 10\%$		
Parámetro	Respuesta	Unidad	Parámetro	Respuesta	Unidad
speed	1.032	p.u.	speed	0.997	p.u.
Ts	229	s	Ts	234	s
ut	1.002	p.u.	ut	1.0	p.u.
Ts	190	s	Ts	142	s
Efd	0.970	p.u.	Efd	1.194	p.u.
Ts	170	s	Ts	236	s

Nota: Los parámetros de operación inicial fueron:  $ut= 1.0$  p.u., cargabilidad =  $72\%$ , Carga resistiva =  $56.88$  MW.



La Central Hidroeléctrica Daule Peripa cuenta con un ES tipo ST1A implementado en la Unidad 1. El sistema de potencia de la central partió de un caso de operación inicial y fue sometido a pruebas de operación en estado estable, así como a pruebas de escalón del  $\pm 5\%$  en el  $V_{ref}$  del VCO y del  $\pm 5\%$  en el  $V_{ref}$  del PCU. También se realizaron pruebas de cambios en elementos externos, como variaciones de carga del  $\pm 10\%$  y rechazo de carga del  $100\%$ . La Tabla XVIII, presentada a continuación, muestra los resultados obtenidos tras las pruebas realizadas.

#### 4.2.2 Análisis de las respuestas dinámicas de la Central Generadora PRJ – Unidad 9

Las pruebas de desempeño dinámico para la Central Generadora PRJ se llevaron a cabo en la Unidad 9, simulando el comportamiento del generador bajo dos sistemas de excitación estática distintos: el ESST1A y el ESST3A, aprobados por la IEEE. Para obtener los resultados, se inició con una prueba experimental que consistió en operar el generador en circuito abierto y ajustar los valores de "ut" a un nivel cercano al nominal utilizando la referencia del AVR.

**TABLA XXI**  
RESPUESTA DE LOS ES ESST1A Y ESST3A  
PARA UNA PRUEBA DE ESCALÓN  
+1% DEL UT

ES	Respuesta / Escalón +1% del ut			
	Tr [s]	Ts [s]	Sobrepaso [%]	Vp [kV]
ESST1A	0.20	0.967	15.95	21.207
ESST3A	0.20	0.767	15.76	21.207

Nota: Las respuestas de la prueba experimental inicial están definidas por los siguientes valores:  $V_p = 21.207$  kV,  $T_s = 0.867$  s y  $T_r = 0.208$  s.

En la Tabla XXI se presentaron las respuestas transitorias calculadas a partir de simulaciones de escalón de voltaje del  $1\%$  para los sistemas de excitación estática ESST1A y ESST3A. Estas respuestas se encontraron dentro de los rangos aceptados por la norma IEEE Std. 421.21, lo que permitió concluir que ambos sistemas de excitación reprodujeron de manera adecuada el comportamiento observado en la prueba experimental, dado que el porcentaje de diferencia entre esta y la simulación de escalón del  $1\%$  fue insignificante.



TABLA XXII

RESPUESTA DE LOS SE ESST1A Y ESST3A  
PARA UNA PRUEBA DE ESCALÓN +10% DEL UT

ES	Respuesta / Escalón +10% del ut			
	Tr [s]	Ts [s]	Sobrepaso [%]	Vp [kV]
ESST1A	0.633	3,367	11.13	23.339
ESST3A	0.433	2.633	39.89	23.900

Nota: Las respuestas de la prueba experimental inicial están definidas por los siguientes valores:  $V_p = 21.207$  kV,  $T_s = 0.867$  s y  $T_r = 0.208$  s.

En la Tabla XXII se presentaron las respuestas transitorias calculadas a partir de simulaciones de escalón de voltaje del 10 % para los sistemas de excitación estática ESST1A y ESST3A con valores iniciales estándar. Se evaluó que dichas respuestas se encontraron dentro de los rangos aceptados por la norma IEEE Std. 421.2.

#### 4.2.3 Análisis de nuevas tendencias de sistemas de excitación estática en Centrales hidroeléctricas.

Las nuevas tendencias en sistemas de excitación se reflejaron en centrales hidroeléctricas como la Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo, ubicada en Perú, la Central Hidroeléctrica de Da Nhím-Ham Thuận-Da Mi en Vietnam y la Central Hidroeléctrica de Yaly, también en Vietnam. Estas centrales incluyeron sistemas de excitación modelo UNITROL 6800 de la empresa ABB, considerados como la última generación de sistemas de excitación indirecta y sistemas de excitación estática. Estos sistemas se basaron en los modelos matemáticos tipo ST10C.

#### 4.3 Comparativa de sistemas de excitación estática de IEEE

La comparativa entre los sistemas de excitación tipo ST1, ST4 y ST10C se fundamentó en criterios principales como la complejidad de sus modelos y la diversidad de fabricantes. La complejidad del modelo fue un factor clave, dado que cada tipo de sistema requirió modelos matemáticos externos para complementar su funcionamiento, incluyendo limitadores de sobreexcitación (OEL), limitadores de subexcitación (UEL), limitadores de corriente del estator (SCL), controladores y reguladores de factor de potencia (PF) y potencia reactiva



(VAR), así como estabilizadores del sistema de potencia (PSS). Además, se consideró la amplia gama de fabricantes y marcas que ofrecieron estos sistemas de excitación estática.

**TABLA XXIII**  
COMPARATIVA ENTRE LOS SISTEMAS DE EXCITACIÓN  
ST1, ST4, ST10C

Equipo	ST1	ST4	ST10C
Nivel de modelado	Bajo	Medio	Alto
Modelos Matemáticos Adicionales	PSS, VCO, PCU	PSS, PCU, VCO, DRP_IEEE	UEL, OEL, SCL, PSS, PF/VAR Controller, IEEE Voltage Transducer and Current Compensator, PCU, Engine Turbine, VCO
Proveedores / Fabricantes	Silcomatic; Westinghouse Canada Sistema de excitación de tiristores de estado sólido; Westinghouse Tipo PS; ESST tipo WTA, WTA-300 y AVR WHS; ALSTOM, ABB; GEC-Elliott; Hitachi; Mitsubishi; Rayrolle-Parsons; Toshiba; General Electric fuente potencial; Basler Model SSE/SSE-N; UNITROL (ABB Inc.); THYRIPOL (Siemens AG.); Westinghouse WDR y MGR; REIVAX.	Basler DECS Brush PRISMIC General Electric EX2000/2100/2100e, GENERREX-PPS o GENERREX-CPS Canadian General Electric Silcomatic 5 Basler/Eaton Cutler-Hammer ECS2100 Andritz Hydro THYNE Emerson/Emerson Ovation DGC REIVAX	UNITROL F, 5000, 6080, 6800 ABB

Nota: La tabla presenta las diferencias entre los tres sistemas de excitación ST1, ST4, ST10C, los proveedores y fabricantes que se presentan en la tabla se toman de referencia de IEEE 421.5.

En la Tabla XXIII se presentaron los tres tipos de sistemas de excitación estática. Se observó que los sistemas de excitación ST1 y ST4 tuvieron la mayor cantidad de fabricantes y proveedores que basaron sus productos en estos modelos matemáticos. La sencillez de los modelos matemáticos se reflejó en la cantidad de fabricantes para cada sistema. Por otro lado, en el caso del sistema de excitación ST10C, el único fabricante fue la empresa ABB, que basó sus modelos UNITROL F, 5000, 6080 y 6800 en este sistema.



Por ello, para el presente trabajo de investigación, se seleccionó el sistema de excitación ST10C, ya que su complejidad de modelo brinda flexibilidad para interconectar las señales de los limitadores VUEL, VOEL y VSCL, permitiendo configuraciones de control independientes y ofreciendo alternativas para la aplicación de la señal estabilizadora  $V_s$  proveniente del PSS. En consecuencia, el modelo ST10C se consideró superior en términos de estabilidad, control y flexibilidad.

#### 4.4 Modelado y Simulación del Nuevo Sistema de Excitación Estática ST10C en la Unidad 1 de la C.H. El Ambi mediante lenguaje DSL.

El modelo ST10C es un sistema de excitación estático de fuente compuesta-potencial. La norma IEEE 421.1 estableció que los elementos y componentes típicos para este tipo de sistemas de excitación, aplicados a máquinas síncronas para la producción de energía, fueron los que se presentaron en la Fig. 32.

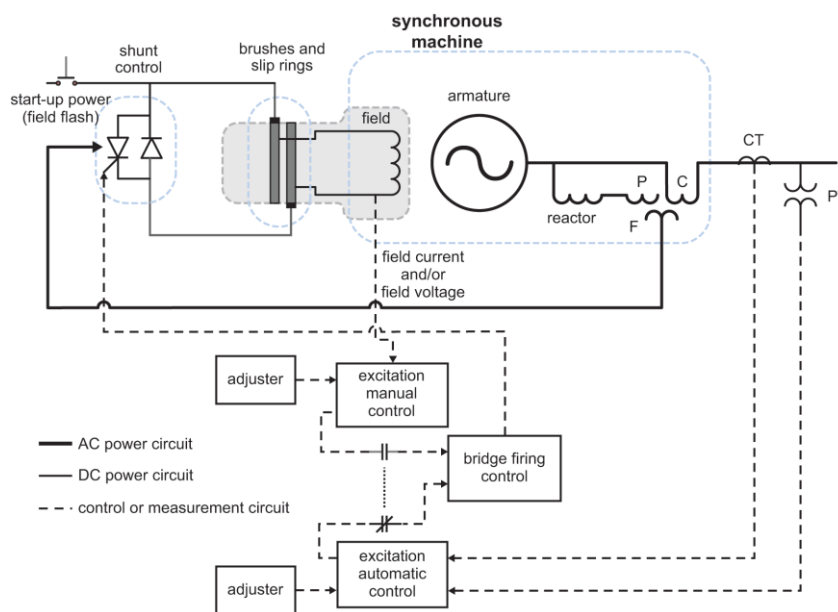


Fig. 32 Excitador de rectificador controlado. [33]

El diagrama de la Fig. 32 mostró un sistema de excitación de una máquina síncrona que combinó una fuente compuesta de alimentación (CA y CC) con rectificadores controlados en derivación (shunt controlled rectifiers). La máquina síncrona (synchronous machine) estuvo compuesta por el rotor (field) y el estator (armature). El circuito de potencia de CA alimentó el devanado de campo a través de los anillos rozantes, mientras que el circuito de potencia de



CC, que incluyó un reactor, transformadores de corriente y potencial, suministró la excitación. El sistema de control contó con ajustadores manuales y automáticos, así como un control de disparo del SCR, para regular la corriente de campo y el voltaje de campo de la máquina síncrona.

#### 4.4.1 Creación del Diagram Frame para la Red de la C.H. El Ambi

Se desarrolló un proceso de modelado y simulación del sistema de excitación estático tipo ST10C, implementado en la Unidad 1 de la C.H. El Ambi, utilizando el lenguaje DSL en DiGSILENT PowerFactory 2021 SP2. Este proceso se basó en el proyecto previo llamado "MODELADO\_C\_H\_AMBI/AVR", donde se creó un nuevo "Caso de Estudio" para diseñar y simular el sistema de excitación ST10C, denominado "Caso ES\_ST10C". Se mantuvieron las mismas condiciones iniciales del sistema de potencia presentadas en el Capítulo III, con el fin de garantizar la coherencia y comparabilidad de los resultados.

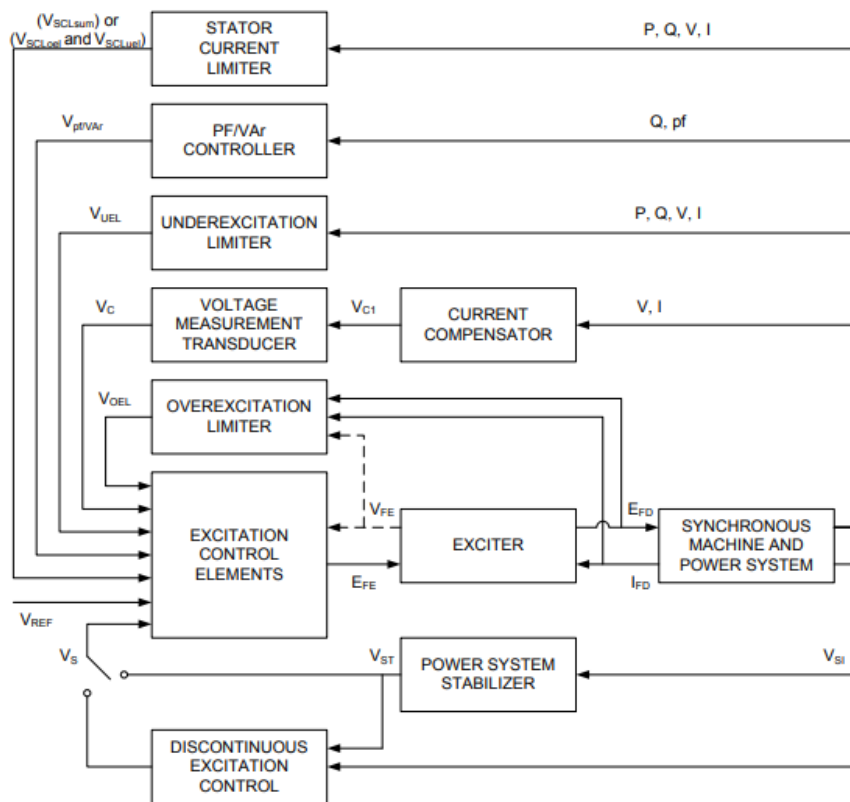


Fig. 33 Diagrama funcional para máquinas síncronas con sistemas de excitación. [51]



Dentro del caso de estudio “Caso ES\_ST10C”, se añadió una nueva página de tipo “Diagrama de Bloques” para la creación del nuevo Diagram Frame. Este proceso se basó en el diagrama de bloques de la Fig. 33, el cual presentó los bloques funcionales del sistema de control de excitación para la máquina síncrona, según la norma IEEE 421.5.

Este diagrama se sometió a cambios para poder enlazarlo con el sistema de potencia ya diseñado, como se presentó en el Anexo A2. Se añadieron 13 slots, los cuales se configuraron individualmente, finalizando con la conexión de cada bloque respectivamente.

**TABLA XXIV**

DEFINICIÓN DE SEÑALES DE SALIDA Y ENTRADA  
DE LOS BLOQUES IEEE\_ST10C Y GEN\_1

Bloque	Clase	Señales de Salida	Señales Entrada
Generator	ElmSym*	PI; Q1, ie, ut; utr; uti; cur1; cur1r; cur1i, pgt; xmt; xme, xspeed, sgnn; cosn; hpi; Tag	ve, pt
Voltage Regulator and Exciter	ElmExc*	Vf; Va; Vfb, Vfe, Efd	Vt; Vt_r; Vt_i; It; It_r; It_i, Ifd, Vc; Ec, Vref, Vuel; UEL_active, Voel; OEL_active, Vscl_sum; Vscl_uel; Vscl_uel; SCL_active, Vs, Pg; Qg, w, sgnn; cosn; hpi; Tag

Nota: Señales de salida y entrada de los componentes principales ST10C y Gen\_1.

Dentro de cada bloque, se asignaron los nombres de las señales de acuerdo con la Tabla XXIV. Las señales presentadas correspondieron a las señales internas del Generador 1 y del Sistema de Excitación ST10C. Para los demás bloques del Diagram Frame, sus características se detallaron en las tablas del Anexo A3, lo que proporcionó una visión completa de su funcionamiento. Cabe destacar que, para el bloque destinado al generador, fue fundamental considerar la clase a la que perteneció; en este caso, se trató de un generador de tipo ElmSym.

#### 4.4.2 Configuración de Modelos Matemáticos en el Frame\_Red-ST10C

Tras la creación del diagrama de bloques que representa la implementación de un sistema de excitación estático tipo ST10C con sus funciones adicionales en la Unidad 1 de la C.H. El Ambi, se procede a asignar modelos matemáticos a cada bloque. Para ello, se siguen los pasos enumerados del 2 al 4, mencionados en la sección de modelación y simulación en lenguaje DSL del capítulo anterior.



Al tomar como base un diagrama de bloques de la IEEE, se utilizan los modelos matemáticos presentados por la IEEE. Esta elección se justifica porque dichos modelos poseen la misma asignación de variables de entrada y salida que el diagrama de bloques en cuestión, lo que minimiza la posibilidad de errores y garantiza una simulación precisa.

**TABLA XXV**  
 MODELOS MATEMÁTICOS NECESARIOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN  
 DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN ST10C  
 EN LA U1 DE LA C.H. EL AMBI.

<b>Modelos Matemáticos</b>								
IEEE ST10C	IEEE VAR Controller Type 1	IEEE Voltage Transducer and Current Comp	IEEE UEL2C	IEEE OEL2C	IEEE SCL2C	IEEE PSS2C	IEEE LCFB1	Hydro Type 2

Nota: Aunque existe un bloque para el generador, ese elemento se asignara en otra sección.

La Tabla XXV presenta todos los modelos matemáticos necesarios para la simulación. Para la creación de estos modelos, se crea una nueva página de tipo “Diagrama de Bloques” y se agregan los macros correspondientes para cada modelo. A continuación, se describen los modelos matemáticos en los que se basa el diseño del diagrama de bloques.

#### 4.4.2.1 Modelo Matemático IEEE ST10C

En el caso del modelo matemático IEEE ST10C, se modela el diagrama de bloques presentado en la Fig. 34. Este modelo ofrece la flexibilidad de interconectar las limitadoras VUEL, VOEL y VSCL, dependiendo de la configuración o ajustes del equipo real. El modelo aplica interruptores lógicos SWUEL y SWOEL independientes, es decir, el control se activa cuando el limitador está activo.



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**

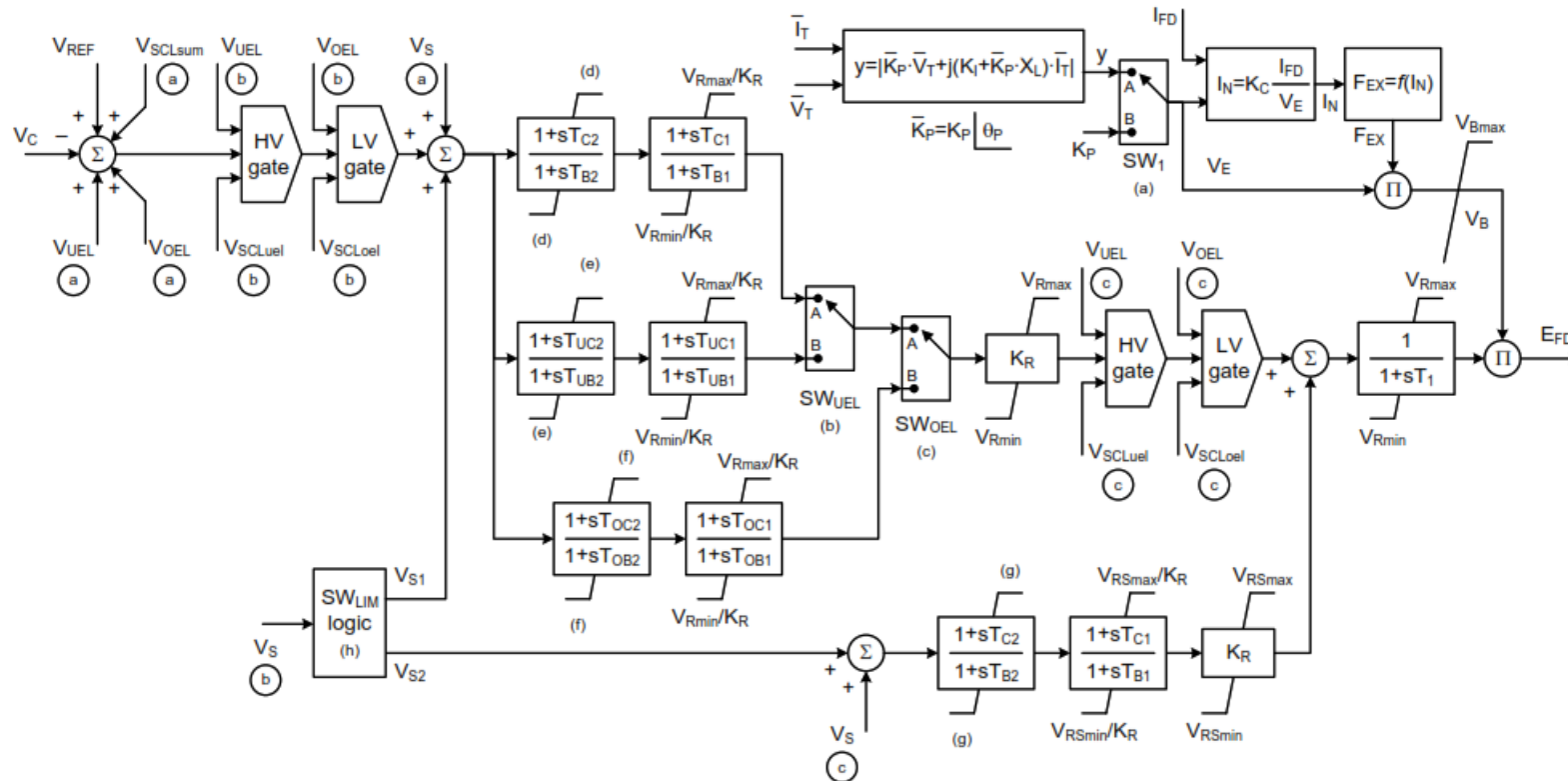


Fig. 34 Modelo matemático ST10C .[51]

El SW1 de la Fig. 34 constituye una opción de selección del usuario. La posición “A” corresponde a una fuente de energía derivada del voltaje terminal del generador, como un transformador de excitación. La posición “B” corresponde a una fuente de energía independiente de las condiciones terminales del generador, como un excitador piloto. El diseño del modelo matemático implementado en el software DIGSILENT se presenta en el Anexo A4.1.



**4.4.2.2 Modelo Matemático IEEE PSS2C**

Para el modelo matemático IEEE PSS2C, se modela el diagrama de bloques ilustrado en la Fig. 35. Este modelo PSS2C, a diferencia del modelo PSS2B, permite la representación de la lógica de salida del PSS asociada con la potencia activa de salida del generador (PT): la salida del PSS depende de la potencia activa de salida del generador. Este modelo se somete a modificaciones para cumplir con los estándares del modelo, como se presenta en el Anexo A4.2.

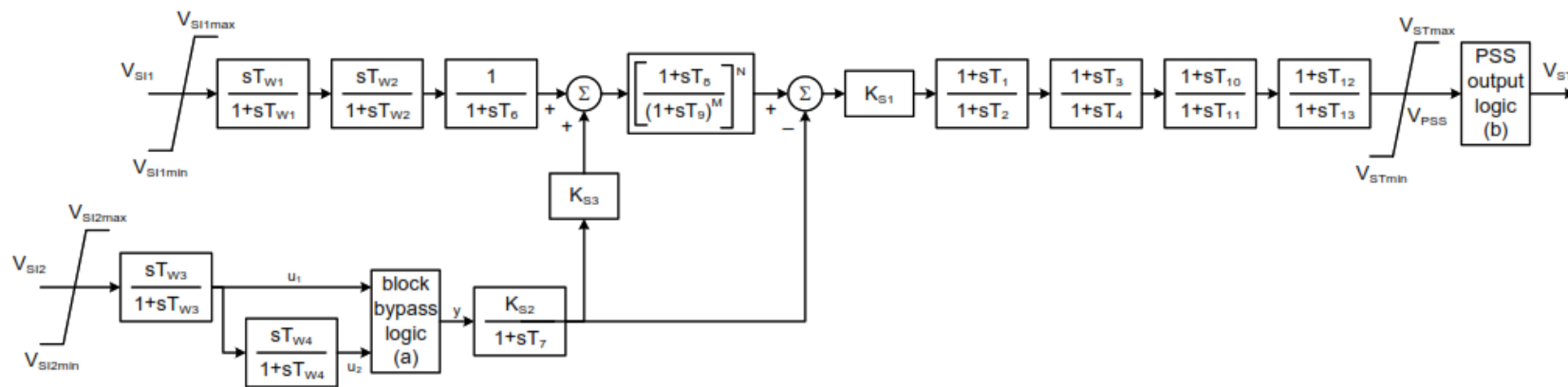


Fig. 35 Modelo Matemático IEEE PSS2C. [51]

En el modelo matemático IEEE PSS2C de la Fig. 35, se estandarizan los parámetros de  $K_{S3} = 1$ ,  $K_{S2} = (T_7 / 2H)$ , donde  $H$  es la inercia total del eje de todos los componentes rotativos,  $T_{W1} = T_{W3}$ ,  $T_{W2} = T_7$ ,  $T_6 = 0$ . La señal  $V_{Si1}$  representa la frecuencia o frecuencia compensada, y la señal  $V_{Si2}$  representa la potencia eléctrica del generador. Los exponentes  $M$  y  $N$  deben permitir enteros de 5 y 4, o valores típicos entre:  $M = 5$  y  $N = 1$ , o  $M = 2$  y  $N = 4$ .



#### 4.4.2.3 Modelo Matemático IEEE UEL2C

La implementación de este modelo se detalla en el Anexo A4.3 y está sujeta a modificaciones para facilitar la conexión con otras funciones adicionales del sistema de excitación. El modelo matemático presentado en la Fig. 36 incluye lógica para el sesgo de voltaje, así como el ajuste de ganancia en función del despacho del generador.

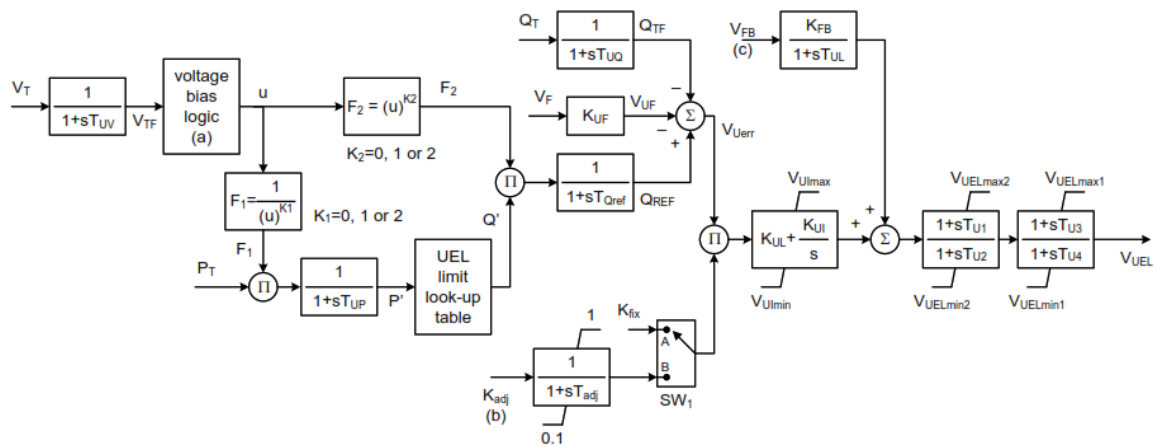


Fig. 36 Modelo Matemático IEEE UEL2C. [51]

El modelo UEL2C de la Fig. 35 cuenta con condiciones iniciales específicas. Cuando el modelo no está limitando, surge una señal negativa de error ( $V_{Uerr}$ ) y se imprime un mensaje de advertencia. El modelo debe contar con al menos dos puntos ( $p1 - q1$  o  $p2 - q2$ ) para los límites. Si  $T_{u1}$  y  $T_{u2} = 0$ , los valores de  $v_{uelmin2}$  y  $v_{uelmax2}$  aún se aplican. De igual forma, si  $T_{u3}$  y  $T_{u4} = 0$ , los valores de  $v_{uelmin1}$  y  $v_{uelmax1}$  siguen aplicándose. Además, se requiere que  $T_{adj} > 0$ .

#### 4.4.2.4 Modelo Matemático IEEE OEL2C

El modelo presentado en la Fig. 37 representa el modelo matemático IEEE OEL2C para limitadores de OEL en sistemas de excitación de generadores eléctricos. El diseño en el software DIGSILENT se presenta en el Anexo A4.4.

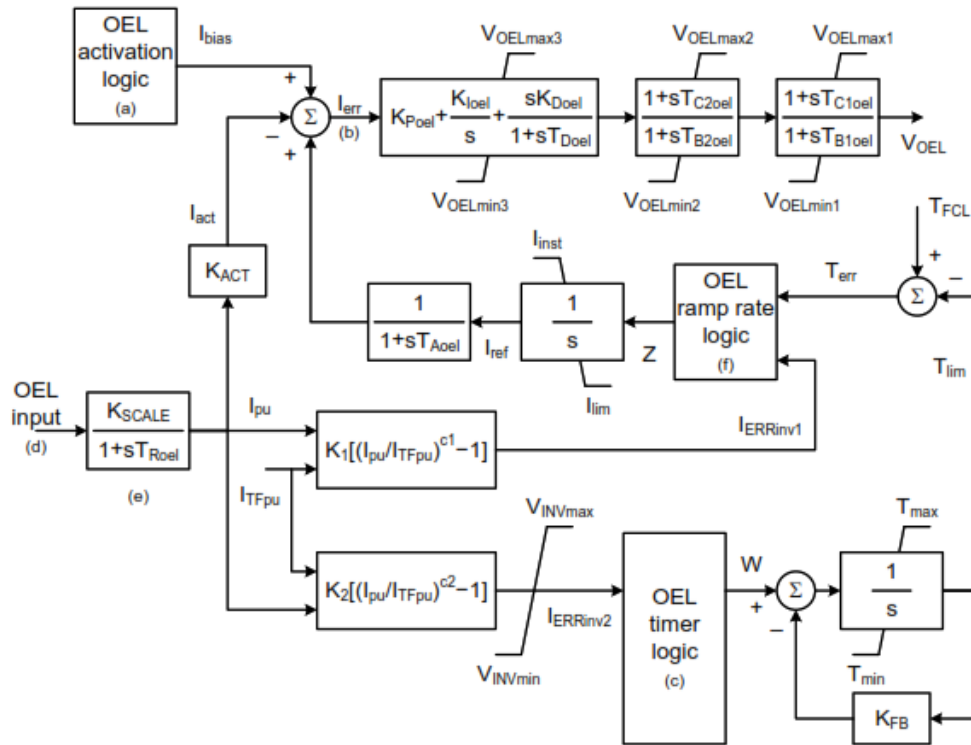


Fig. 37 Modelo Matemático IEEE OEL2C. [51]

El modelo matemático de la Fig. 37 implementa lógica de activación y cuenta con límites superiores ( $VOEL_{max1}$ ,  $VOEL_{max2}$ ,  $VOEL_{max3}$ ) e inferiores ( $VOEL_{min1}$ ,  $VOEL_{min2}$ ,  $VOEL_{min3}$ ) ajustables. Además, incluye bloques de control PID y de adelanto-retraso para la respuesta dinámica del OEL. De igual forma, implementa lógica de rampa, permitiendo el uso de tasas de rampa fijas (KRU, KRD) o tasas de rampa proporcionales al nivel de sobreexcitación ( $I_{ERRinv1}$ ).

#### 4.4.2.5 Modelo Matemático IEEE SCL2C

El modelo matemático IEEE SCL2C proporciona una solución integral para la limitación de la corriente de estator en sistemas de excitación de generadores eléctricos, con características avanzadas de control y flexibilidad de configuración. Este modelo se presenta diseñado en el Anexo A4.5.



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**

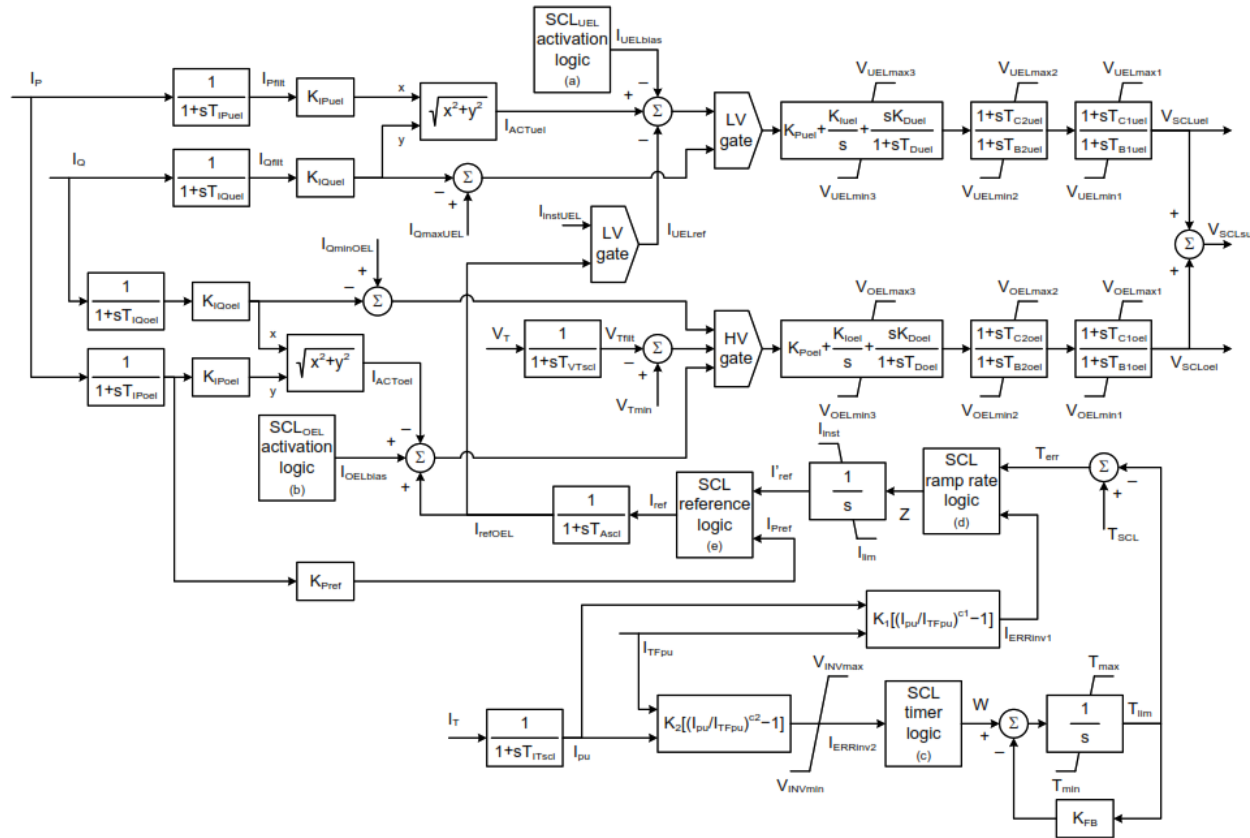


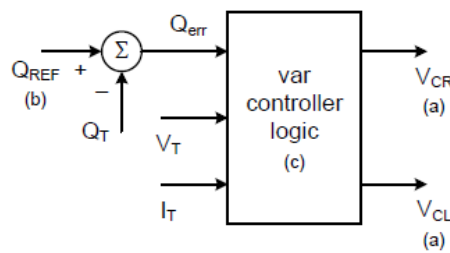
Fig. 38 Modelo Matemático IEEE SCL2C. [51]

El modelo SCL2C sigue la misma lógica de temporizador que el modelo OEL2C, pero utiliza la magnitud de la corriente de estator del generador (IT) como señal de entrada. Además, incluye un lazo de control de potencia reactiva para evitar que la acción del SCL OEL lleve a la máquina a condiciones de subexcitación.



**4.4.2.6 Modelo Matemático IEEE Controlador VAR Tipo 1**

Este modelo opera moviendo la referencia del voltaje a través del modelo del ajustador de voltaje. El controlador de VAR genera señales de aumento (VCR) o disminución (VCL) del ajustador. Este controlador opera después de un retardo de tiempo para aumentar o disminuir el punto de ajuste de referencia hasta que la potencia reactiva del generador se encuentra dentro del valor de banda muerta dado (VVARC\_BW).

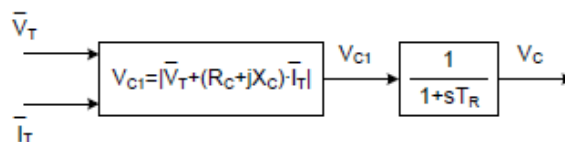


**Fig. 39** IEEE VAR Controller Type 1. [51]

El modelo matemático IEEE VAR (potencia reactiva) tipo 1 presentado en la Fig. 39 se modela con funciones lógicas (NOT, AND) para el ingreso de las señales (OEL, UEL, SCL). El controlador se vuelve inactivo cuando la corriente del terminal del generador (IT) cae por debajo del umbral VITmin. Las implementaciones mencionadas se reflejan en el diseño del modelo mediante DSL presentado en el Anexo A4.6.

**4.4.2.7 Modelo Matemático IEEE Transductor de Voltaje y Compensador de Carga**

El modelo matemático IEEE Transducer Voltage and Current Compensation presentado en la Fig. 40 será la base para su implementación en nuestro Frame. Las señales se someten a cambios, como se presenta en el modelo del Anexo A4.7, y se añaden 5 entradas (Vt, Vt\_r, Vt\_i, It\_r, It\_i) y una salida (Vc1).



**Fig. 40** Transductor de Voltaje y Compensación de Corriente. [51]



El modelo de Compensación de Corriente del Regulador de Voltaje se debe inicializar con las siguientes ecuaciones:

$$V_{cr} = V_{t_r} + R_c * I_{t_r} - X_c * I_{t_i}$$

$$V_{ci} = V_{t_i} + X_c * I_{t_r} + R_c * I_{t_i}$$

$$\text{argvc1} = \max(\text{abs}(v_{cr} * v_{cr} + v_{ci} * v_{ci}), 0)$$

$$V_{c1} = \text{selfix}(R_c > 0. \text{ or. } X_c > 0, \text{sqrt}(\text{argvc1}), V_t)$$

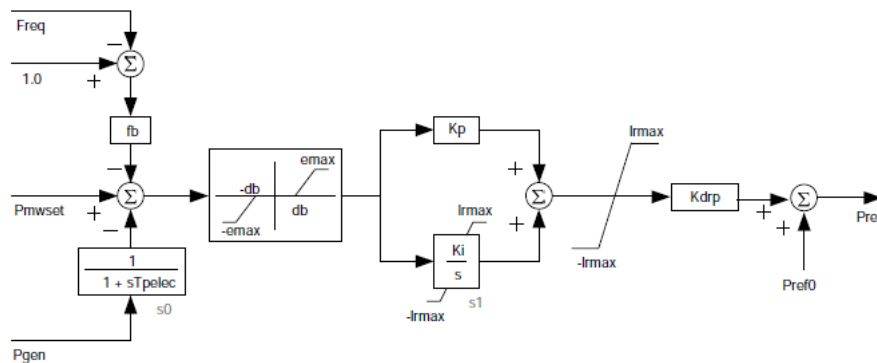
$$\text{inc}(V_{c1}) = \text{selfix}(R_c > 0. \text{ or. } X_c > 0, \text{sqrt}(\text{argvc1}), V_t)$$

Las variables internas del modelo de Compensación de Corriente del Regulador de Voltaje que debe tener el modelo matemático de la Fig. 40 son  $v_{cr}$ ,  $v_{ci}$ ,  $\text{argvc1}$ , mientras que el Retardo de primer orden (PT1) cuenta con variables de estado ( $x_r$ ) y parámetros ( $T_r$ ).

#### 4.4.2.8 Modelo Matemático IEEE LCFB1

Este modelo representa un controlador de carga de turbina que actúa para mantener la potencia de la turbina en un valor establecido mediante el ajuste continuo de la referencia de velocidad-carga del gobernador de la turbina.

La señal  $P_{mwset}$  recibe un valor automático cuando se inicializa el modelo. Cuando  $p_{bf} = 1$ , está activo, y cuando  $p_{bf} = 0$ , se deshabilita. Lo mismo ocurre con la función de compensación de frecuencia. Para evitar que el controlador ajuste excesivamente la potencia de la turbina, el valor de  $I_{rmax} = 0.025$  p.u. El modelo implementado con estas características se encuentra en el Anexo A4.8.



**Fig. 41** Modelo Matemático IEEE LCFB1. [79]



El modelo presentado en la Fig. 41 debe contar con las siguientes condiciones iniciales y la definición de parámetros que se ingresan dentro del código de las condiciones iniciales:

!!! Condiciones Iniciales

inc (Pref0) = Pref

inc(xi) = 0.0

inc(xp) = Pe

inc(xf) = fe

inc (Fnom) = 1.0

inc (Pmwset) = Pe + dF\*Fb

inc0(fe) = 1.0

!! Definición de parámetros

vardef (Trate) = 'MW'; Turbine rated power, base for power values'

vardef(db) = 'p.u.'; Controller deadband'

vardef (Emax) = 'p.u.'; Maximum error'

vardef (Fb) = 'p.u./p.u.'; Frequency bias gain'

vardef (Kp) = 'p.u./p.u.'; Proportional gain'

vardef (Ki) = '1/s'; Integral gain'

vardef (Tpelec) = 's'; Power transducer time constant'

vardef (Ir\_max) = 'p.u.'; Maximum output'

vardef (Pmwset) = 'p.u.'; Power setpoint'

vardef (Tf) = 's'; Frequency measurement time constant'

#### 4.4.2.9 Modelo Matemático IEEE Hidro Type 2

El gobernador de la central no cuenta con un modelo matemático propio, por lo que se adoptó el modelo matemático IEEE “gov\_IEEE\_Hydro2”. Este modelo está diseñado para la implementación en centrales hidroeléctricas con turbinas Pelton y Francis. El diseño del modelo se presenta en el Anexo A4.9.

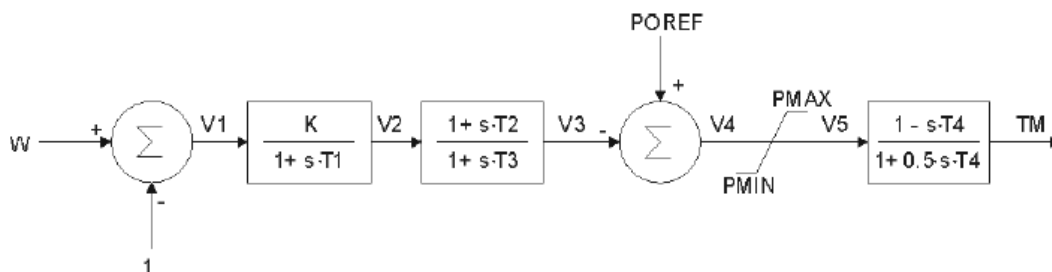


Fig. 42 Modelo Matemático IEEE Hidro Type 2. [80]

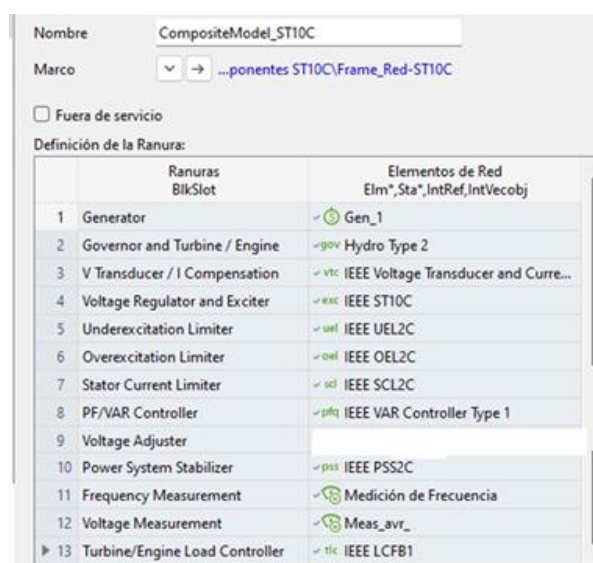


Los rangos de parámetros para el modelo matemático, presentado en la Fig. 42, se establecen de la siguiente manera: Ganancia (K):  $5.0 \leq K \leq 30$ ; Constante de tiempo de retardo del gobernador (T1):  $0 \leq T1 \leq 100$ ; Constante de tiempo de avance del gobernador (T2):  $0 \leq T2 \leq 10$ ; Tiempo del actuador de la compuerta (Gate, T3):  $0.04 < T3 \leq 1$ ; Parámetros de potencia (P); P<sub>MAX</sub>:  $0.5 \leq P_{MAX} \leq 1.5$ ; P<sub>MIN</sub>:  $0 \leq P_{MIN} \leq 0.5$ ; P<sub>MIN</sub> < P<sub>MAX</sub>; Tiempo de arranque del agua (T4):  $0.04 \leq T4 \leq 5.0$

El último paso en la asignación de modelos matemáticos consiste en comprobar y corregir posibles errores en las condiciones iniciales de cada modelo, asegurando que no existan fallos en el código y que la definición de los parámetros de entrada sea la correcta. En el Anexo A5 se presentan las condiciones iniciales y los parámetros de entrada para el sistema de excitación estático ST10C para la Unidad 1 de la C.H. El Ambi.

#### 4.4.3 Configuración de los Common Models en el Composite Model de la Red – ST10C

En esta sección, se deben seguir los pasos restantes correspondientes a la modelación y simulación en lenguaje DSL. Para cada Common Model Definition, se crea y asigna un Common Model que establece la vinculación entre los dos componentes involucrados. Una vez completado este proceso, se procede a la creación de un Composite Model, el cual se integra y vincula con el Frame `_Red - ST10C`.



**Fig. 43** Configuración de Common Models en el Composite Model.



Como se observa en la Fig. 43, cada ranura tiene asignado su elemento de red correspondiente. Por ejemplo, para la ranura “Generator”, se asignó el elemento Gen\_1 de la Red. Sin embargo, este elemento no contaba con parámetros de entrada inicializados. Para ilustrar este caso, se toma como ejemplo el bloque “Voltage Regulator and Exciter”, el cual tiene asignado el sistema de excitación estática ST10C de IEEE. Este bloque sí incluye parámetros de entrada que deben ser ingresados para poder realizar la simulación del sistema de potencia. Para las ranuras 11 (“Frequency Measurement”) y 12 (“Voltage Measurement”), se crearon dos elementos de tipo StaVmea, los cuales se encuentran al crear un nuevo objeto en la Red del proyecto, dentro de la sección Otros – Elementos de una subestación (Sta). Ambos elementos se asignaron al punto de medición en la Barra 1\_4.16\_kV del sistema de potencia. Según la configuración del Frame, la ranura 11 mide la frecuencia del sistema en la Barra 1\_4.16 kV, mientras que la ranura 12 mide el valor de voltaje en la misma barra.

TABLA XXVI

PARÁMETROS DE ENTRADA DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN  
ST10C (PARTE 1)

Nombre	Valor	Unidad	Descripción
Kr	400,	[p.u.]	Regulator gain
Tb1	0,5	[s]	Voltage regulator lag time constant 1
Tc1	0,5	[s]	Voltage regulators lead time constant 1
Tb2	0,1	[s]	Voltage regulator lag time constant 2
Tc2	0,1	[s]	Voltage regulators lead time constant 2
Tub1	5,	[s]	UEL regulator lag time constant 1
Tuc1	1,	[s]	UEL regulator lead time constant 1
Tub2	0,1	[s]	UEL regulator lag time constant 2
Tuc2	0,1	[s]	UEL regulator lead time constant 2
Tob1	1,	[s]	OEL regulator lag time constant 1
Toc1	1,	[s]	OEL regulators lead time constant 1
Tob2	0,1	[s]	OEL regulator lag time constant 2
Toc2	0,1	[s]	OEL regulators lead time constant 2
Kc	0,	[p.u.]	Rectifier loading factor
T1	0,0005	[s]	Rectifier bridge equivalent time constant
Sw1	0,	[0/1]	Power source selector
Kp	1,	[p.u.]	Potential circuit gain coefficient
thetaP	0,	[deg]	Potential circuit phase angle

Nota: Los parámetros para el sistema ST10C se basan en los parámetros estándar de IEEE



TABLA XXVII

PARÁMETROS DE ENTRADA DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN  
ST10C (PARTE 2)

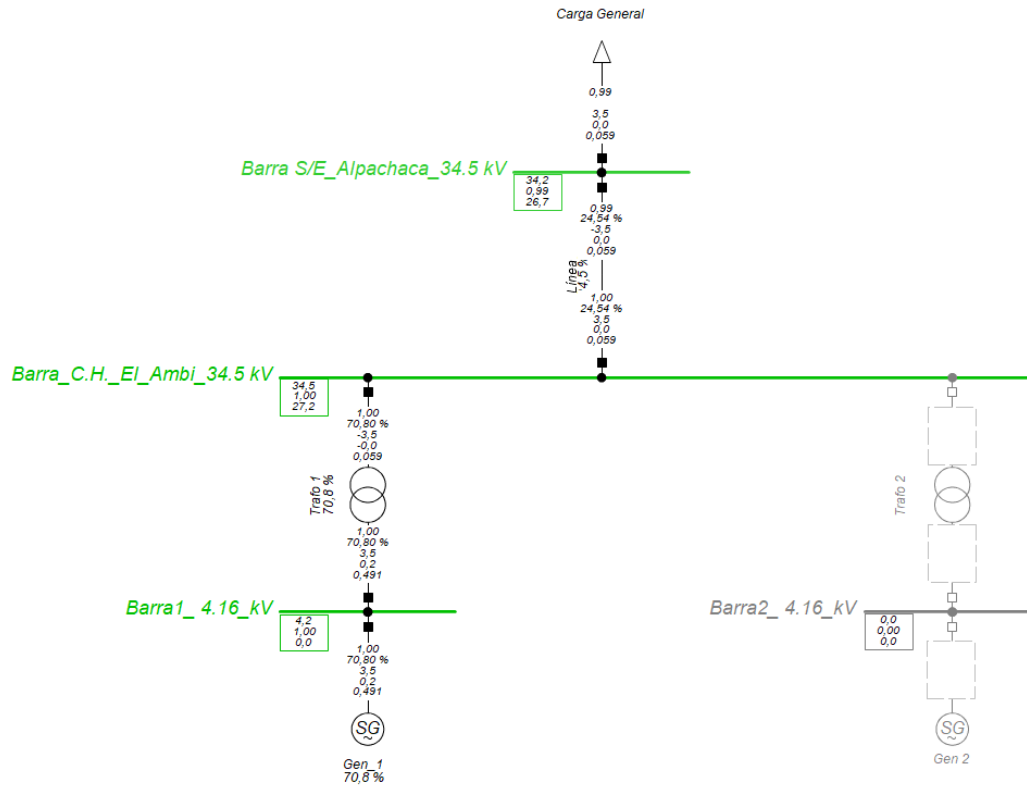
Nombre	Valor	Unidad	Descripción
Ki	0,	[p.u.]	Potential circuit current gain coefficient
Xl	0,	[p.u.]	Potential source reactance
Vs_in	2,	[0/1/2]	PSS position selector
Vuel_in	1,	[0/1/2]	UEL type/position selector (0=sum, 1/2= Takeover)
Voel_in	1,	[0/1/2]	OEL type/position selector (0=sum, 1/2= Takeover)
Vscl_in	1,	[0/1/2]	SCL type/position selector (0=sum, 1/2= Takeover)
Vr_min	-6,4	[p.u.]	Minimum regulator output
Vrs_min	-0,727	[p.u.]	Minimum PSS regulator output
Vr_max	7,27	[p.u.]	Maximum regulator output
Vrs_max	0,727	[p.u.]	Maximum PSS regulator output
Vb_max	2,	[p.u.]	Maximum available exciter voltage

Nota: Los parámetros para el sistema ST10C se basan en los parámetros estándar de IEEE

La Tabla XXVI y la Tabla XXVII presentan los parámetros ingresados para el sistema de excitación ST10C, los cuales se basaron en los valores estándar desarrollados por la empresa General Electric S.A. Las tablas incluidas en el Anexo A6 contienen los parámetros correspondientes a cada elemento de la red previamente mencionado.

#### 4.5 Aplicación de Pruebas de Desempeño Dinámico orientada a la U1 de la C.H. El Ambi con el nuevo sistema de excitación estática ST10C.

El punto inicial de operación del sistema se establece con una cargabilidad del 70.8 % en el generador Gen\_1, un voltaje terminal de 1.00 por unidad (p.u.), una carga de 3.5 MW y con la posición del Tap del Transformador “Trafo1” en el Tap 3. Para este análisis, se excluyen del servicio el generador Gen\_2 y el transformador Trafo\_2.

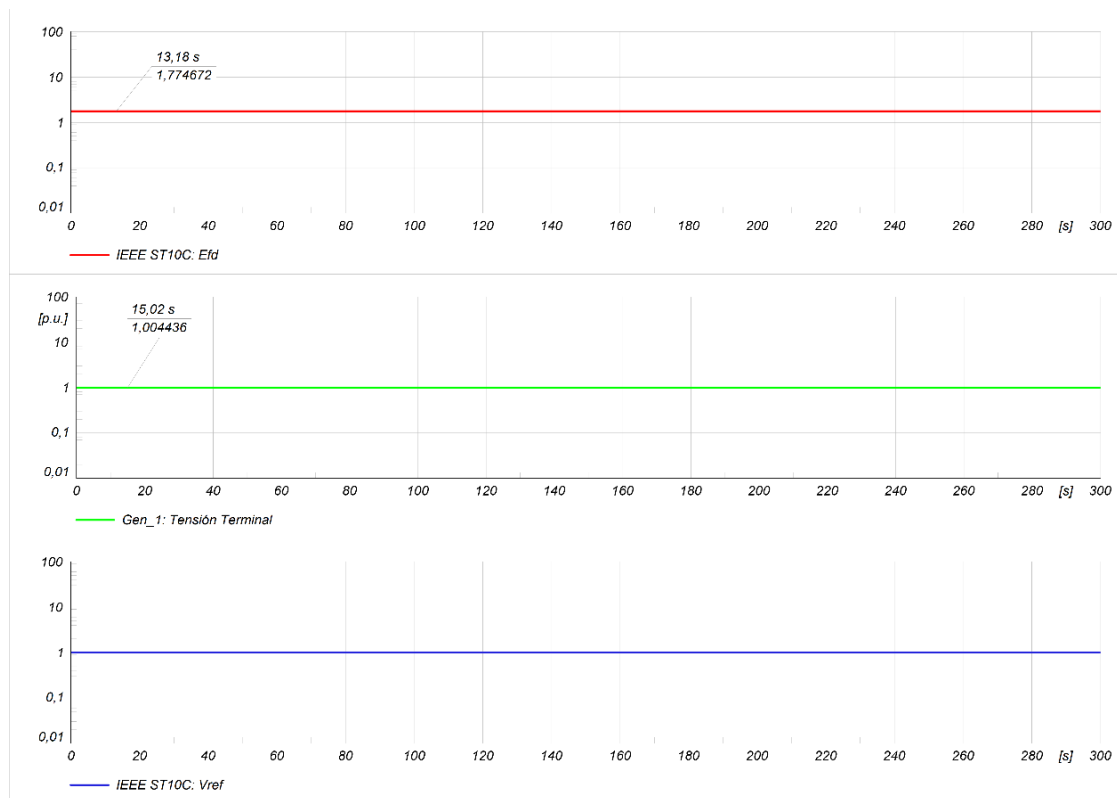


**Fig. 44** Flujo carga para verificación de punto inicial de operación en el Gen\_1.

Como se observa en la Fig. 44, a pesar de la incorporación del nuevo sistema de excitación tipo ST10C, el flujo de carga permanece inalterado, manteniéndose en el mismo punto inicial de operación del Gen\_1, presentado en el Capítulo III. En este contexto, se instala una carga general de tipo resistivo, completamente estática (100 %), con factores de dependencia del voltaje fijados en 1, tanto para la potencia activa como para la reactiva.

#### 4.5.1 Simulación en Estado Estable del Sistema de Potencia de la C.H. El Ambi

Para el desarrollo de las simulaciones subsecuentes, es fundamental establecer condiciones iniciales, en este contexto, se analiza el sistema de potencia en con la prueba de estado estable, evaluando las variables (Efd, ut y Vref) asociadas al sistema de excitación estático ST10C implementado en la Unidad 1 del C.H. El Ambi, como se muestra en la Fig. 45.



**Fig. 45** Pruebas de régimen estable - Gen1 de la C.H. El Ambí

Los resultados obtenidos tras la simulación indican que las variables analizadas mantienen un comportamiento estable a lo largo del tiempo. En la Figura 45 se presentan tres gráficas: la primera muestra el voltaje de campo, el cual es modulado por el sistema de excitación estático ST10C; la segunda refleja la respuesta del sistema a través del voltaje en las terminales del generador; y la tercera ilustra la referencia que el sistema debe alcanzar.

**TABLA XXVIII**  
 RESPUESTAS DINÁMICAS DEL SE TIPO ST10C PARA EL CASO DE  
 RÉGIMEN ESTABLE .

Equipo \ Parámetros	ut [p.u.]	Vref [p.u.]	Efd [p.u.]
ST10C	-	1.0	1.774672
Gen_1	1.0	-	-

Nota: Valores obtenidos de la prueba de régimen estable.



Se evidencia en la Tabla XXVIII, la estabilidad del sistema bajo las condiciones evaluadas, ya que las variables “ut” y “Vref” permanecen constantes en 1.0 p.u. Asimismo, la variable “Efd” mantiene un valor estable de 1.774672 p.u., este valor se encuentra de los rangos establecidos por los parámetros establecidos inicialmente, lo que refleja el adecuado desempeño del sistema de regulación y control en el escenario de operación simulado.

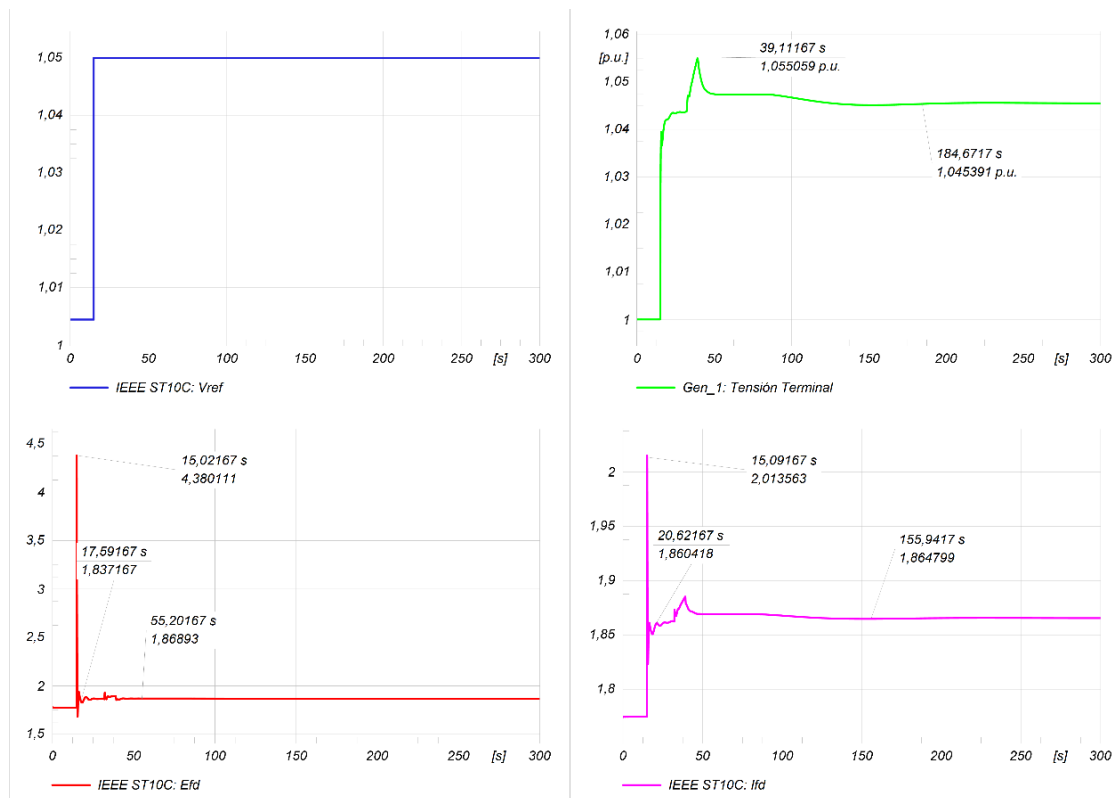
#### 4.5.2 Simulación de incremento de 5% de Vref del Sistema ST10C

Para llevar a cabo esta prueba, se debe crear un evento de tipo "EvtParam" desde la subfunción “Editar Eventos de Simulación”, perteneciente a las función especial “Simulación RMS/EMT”, seleccionamos la opción “Nuevo Objeto” y “Evt Param”

Tiempo de Ejecución	
Absoluto	
horas	0 h
minutos	0 min
segundos	15, s
Elemento	...siteModel_ST10C\IEEE ST10C
Nombre de la Variable	Vref
Nuevo Valor	1.05

**Fig. 46** Condiciones para del Evento de Parámetro

Las condiciones del evento se presentan en la Fig. 46, se selecciona el elemento al que deseamos modificar sus parámetros, para nuestra simulación será el elemento Macros IEEE ST10C, se añade la condición de ejecutar de 15s de iniciada la simulación en la variable Vref del sistema de excitación ST10C.



**Fig. 47** Simulación de incremento del +5% del Vref del ST10C en la U1 de la C.H. El Ambi.

Las gráficas de la Fig. 47 ilustran las respuestas del sistema de potencia, centrándose en el comportamiento dinámico de la Unidad 1 de la C.H. El Ambi. En este análisis se examinan las repuestas de señal pequeña y las repuestas de estabilidad de las variables de voltaje en los terminales del generador y voltaje de excitación (ve), corriente de campo y voltaje de referencia propias del sistema de excitación ST10C.

**TABLA XXIX**  
 RESPUESTAS DINÁMICAS PARA EL CASO DE  
 +5% DEL VREF EN EL ST10C

Equipo	Condiciones Iniciales $t_1 [s] = 0$		Respuestas Dinámicas Estables luego del $t_1 [s] = 15$				
Gen_1	$T_0 [s]$	ut [p.u.]	$T_s [s]$		ut [p.u.]		
	0	1	180		1.045391		
ST10C	$T_0 [s]$	Efd [p.u.]	Ifd [p.u.]	$T_s [s]$	Efd [p.u.]	$T_s [s]$	Ifd [p.u.]
	0	1.774757	1.774671	55.20	1.86893	155	1.864799

Nota: Valores aproximados de respuesta cuando el sistema se vuelve estable.



Con los resultados obtenidos de la Tabla XXIX, se puede concluir que el sistema responde adecuadamente al evento creado, el voltaje en los terminales del generador alcanza un valor máximo aproximado de 1.055059 p.u., para poder estabilizarse dentro 150 s aproximados, el voltaje de los terminales del generador alcanza a un valor de 1.045141 p.u., demostrando que el sistema de excitación tipo ST10C actúa adecuadamente ante este evento y como se observa las variables Ifd y Efd toman nuevos valores.

Para lograr que el voltaje en los terminales del generador cumpla con los parámetros de la prueba el voltaje de campo incrementa su valor de 1.774757 p.u. a un valor estable de 1.869563 p.u. en tiempo de 48.42 s. Además, se observa un incremento en la corriente de campo, que pasa de 1.774671 p.u. a un valor final de 1.865688 p.u. en tiempo de 123 s, lo que permite generar un campo magnético más fuerte en el generador, este aumento en la excitación garantiza que el generador pueda suministrar la potencia reactiva necesaria para estabilizar el voltaje en sus terminales.

TABLA XXX

ÍNDICES DE RENDIMIENTO PARA EL CASO  
%5 VREF EN EL ST10C

Señal	$T_r$ [s]	$T_s$ [s]	Sobrepaso [%]	$V_p$ [p.u.]	Rangos Aceptables	Cumple con la Norma
ut	0.5	30	0.0213	1.049087	0.1 a 2.5	No
Efd	1.37	5	1.65	2.444329	0.2 a 10	Si
Ifd	1.5	3	26.66	6.743911	0 a 80%	Si

Nota: Rendimiento de pequeña señal en el dominio del tiempo.

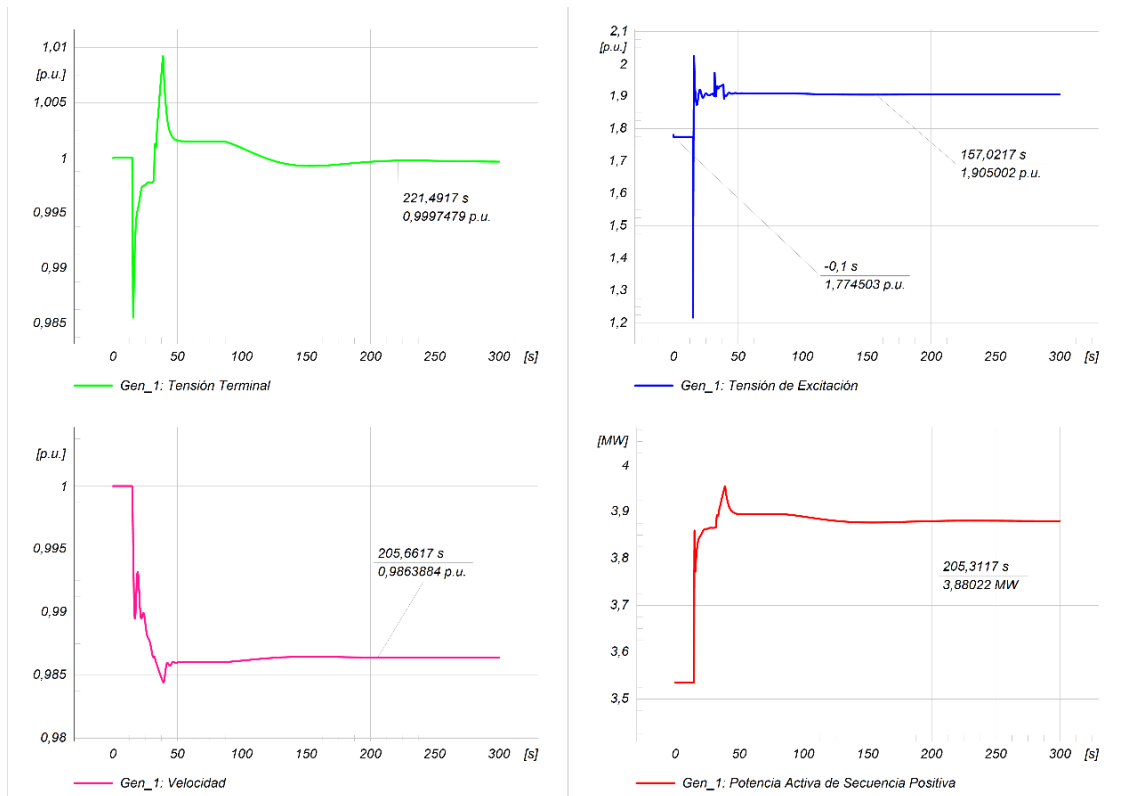
Según los datos de la Tabla XXX, el análisis de la pequeña señal se concluye que por el tiempo de estabilización el rendimiento dinámico no cumple con la norma establecida, para los parámetros estandarizados agregados del generador. Mientras que el rendimiento dinámico en las variables Efd, Ifd del sistema de excitación ST10C cumple con la norma establecida, para los parámetros estándar agregados.

Con los dos análisis en contexto podemos mencionar que aunque la pequeña señal de rendimiento dinámico del generador no cumpla con la norma, el sistema en general no se ve afectado por esta respuesta, y cumple con la condición inicial de la prueba, la que es elevar el voltaje del generador a un +%5.



### 4.5.3 Prueba de incremento de Carga del 10%

Para ello, se diseñó un evento del tipo "EvtLod" para la Carga General del sistema de potencia. La configuración de la prueba establece que, después de 15 segundos de haber iniciado la simulación, se implemente un cambio de carga del 10 %.



**Fig. 48** Prueba de incremento del 10% en la carga resistiva del SEP.

En la Fig. 48 presenta los resultados luego simular un evento de carga en el que se incrementa el 10% de la carga, se presentan cuatro gráficas: la primera muestra el voltaje en los terminales del generador; la segunda refleja la respuesta del sistema mediante el voltaje de campo; la tercera ilustra la respuesta dinámica del generador mediante la variable de velocidad ante un este evento y la cuarta presenta la Potencia Activa del generador donde se refleja el incremento del 10% de la carga.



TABLA XXXI

RESPUESTAS DINÁMICAS PARA EL CASO INCREMENTO DEL 10% DE CARGA  
DEL SEP DE LA C.H. EL AMBI.

Equipo	Condiciones Iniciales $t_1$ [s] =0				Respuestas Dinámicas Estables luego del $t_1$ [s] =15							
	ut [p.u.]	ve [p.u.]	xspeed [p.u.]	P [MW]	$T_s$ [s]	ut [p.u.]	$T_s$ [s]	ve [p.u.]	$T_s$ [s]	xspeed [p.u.]	$T_s$ [s]	P [MW]
Gen_1	1	1.7745	1	3.53	221	0.9999	157	1.9050	205	0.9863	205	3.88

Nota: Valores aproximados de respuesta cuando el sistema incrementa un 10 % en su carga.

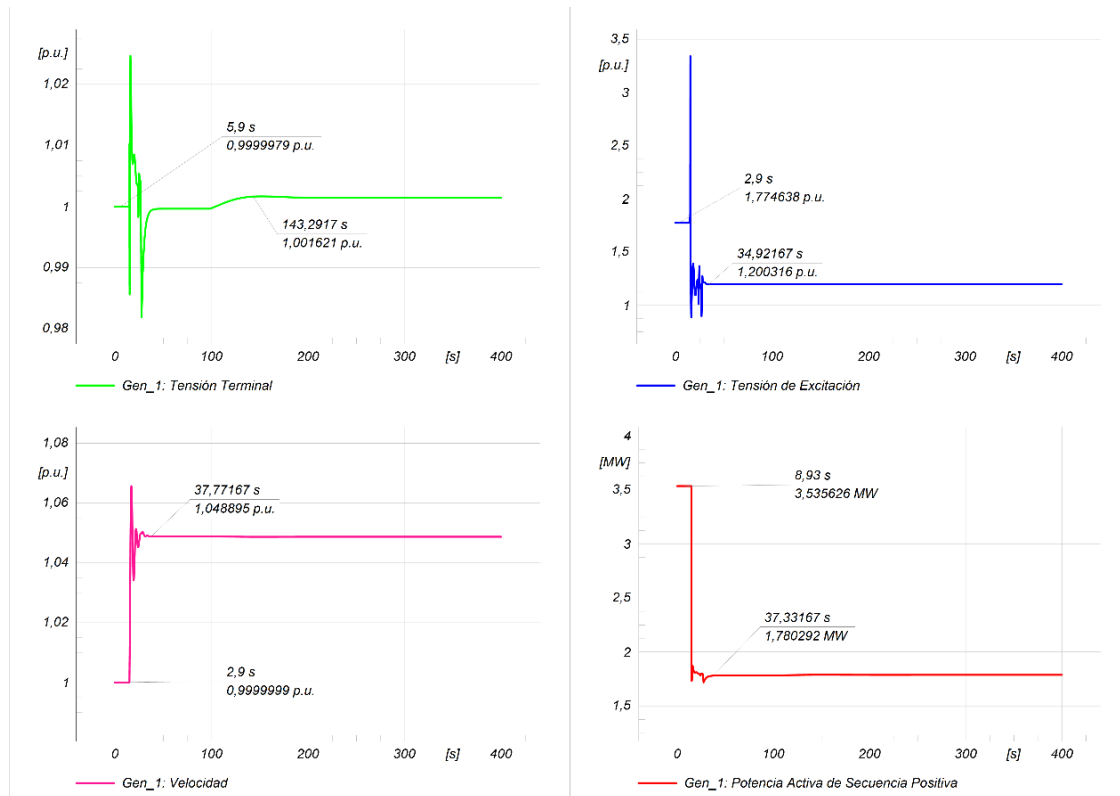
Con los resultados obtenidos de la Tabla XXXI, se puede concluir que el sistema de excitación tipo ST10C es capaz de estabilizar el sistema de potencia ante un evento que incremente abruptamente el 10 % de la carga.

Se observó que el sistema cumplió con las características definidas para la prueba. Luego, el sistema de excitación tipo ST10C mantuvo los valores de las variables estables, mientras el generador entregaba un 10% de potencia activa, el voltaje tuvo una respuesta de pequeña señal con tiempo de estabilización extenso, pero el valor del voltaje en las terminales del generador aproximadamente se mantuvo en 0.9999 p.u.

La gran diferencia entre las respuestas del sistema con AVR\_DECS-200 y el sistema de excitación ST10C es la respuesta de la velocidad del generador, en el AVR DECS – 200 redujo severamente a un valor aproximado de 0.24, mientras que cuando se implementó el sistema de excitación ST10C que la velocidad del generador se estabilizó en un valor de 0.98 p.u., mientras el generador seguía entregando el 10% de carga que solicitaba la prueba.

#### 4.5.4 Prueba de decremento de Carga del 50%

Para esta prueba, se crea un evento del tipo "EvtLod" para la Carga General del sistema de potencia. La configuración de la prueba establece que, después de 15 segundos de haber iniciado la simulación, se implemente un cambio de carga del -50 %.



**Fig. 49** Prueba de decremento del 50% en la carga resistiva del SEP.

En la Fig. 49 presenta los resultados simulados luego de un evento en que el sistema pierde el 50% de su carga, se presentan cuatro gráficas: la primera muestra el voltaje en los terminales del generador; la segunda refleja la respuesta del sistema mediante el voltaje de campo; la tercera ilustra la respuesta dinámica del generador mediante la variable de velocidad y la cuarta presenta la Potencia Activa del generador donde se refleja el decremento del 50% de la carga.

**TABLA XXXII**  
 RESPUESTAS DINÁMICAS PARA EL CASO  
 DECREMENTO DEL 50% DE CARGA  
 DEL SEP DE LA C.H. EL AMBI.

Equipo	Condiciones Iniciales $t_1$ [s] =0				Respuestas Dinámicas Estables luego del $t_1$ [s] =15							
	ut [p.u.]	ve [p.u.]	xspeed [p.u.]	P [MW]	$T_s$ [s]	ut [p.u.]	$T_s$ [s]	ve [p.u.]	$T_s$ [s]	xspeed [p.u.]	$T_s$ [s]	P [MW]
Gen_1	1	1.7746	1	3.53	143	1.001621	34	1.2003	37.77	1.04889	37.5	1.780

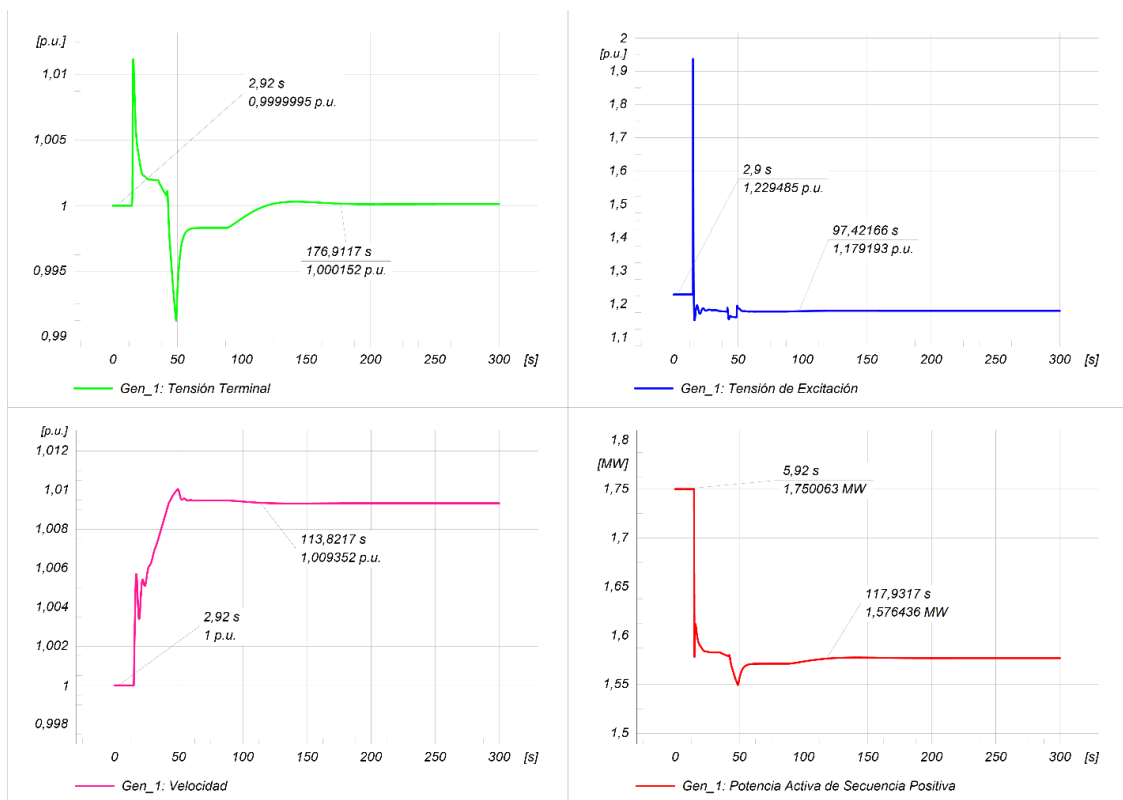
Nota: Valores aproximados de respuesta cuando el sistema decrementa un 50 % en su carga.



Con los resultados obtenidos de la Tabla XXXII, se puede concluir que el sistema de potencia sufre perturbaciones, pero el sistema excitación tipo ST10C es capaz de estabilizar el sistema de potencia ante este evento que decremente abruptamente el 50 % de la carga.

#### 4.5.5 Prueba decremento de Carga del 10% con la Carga general al 50% en $t_0 = 0$

Para esta prueba, se crea un evento del tipo "EvtLod" para la Carga General del sistema de potencia. La configuración de la prueba establece que, después de 15 segundos de haber iniciado la simulación, se implemente un cambio de carga del -10 %, con la condición inicial de que la simulación empiece con el 50% de la carga en el  $t_0 = 0$ , es decir la carga general cambiará su valor de 3.5 MW a 1.75 MW



**Fig. 50** Prueba de decremento del 10% en la carga resistiva = 1.75 MW del SEP.



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



En la Fig. 50 presenta los resultados simulados luego del evento definido, se presentan cuatro gráficas: la primera muestra el voltaje en los terminales del generador; la segunda refleja la respuesta del sistema mediante el voltaje de campo; la tercera ilustra la respuesta dinámica del generador mediante la variable de velocidad y la cuarta presenta la Potencia Activa del generador donde se refleja el decremento del 10% de la carga =1.75 MW.

**TABLA XXXIII**  
 RESPUESTAS DINÁMICAS PARA EL CASO  
 DECREMENTO DEL 10% DE CARGA =1.75 MW  
 DEL SEP DE LA C.H. EL AMBI.

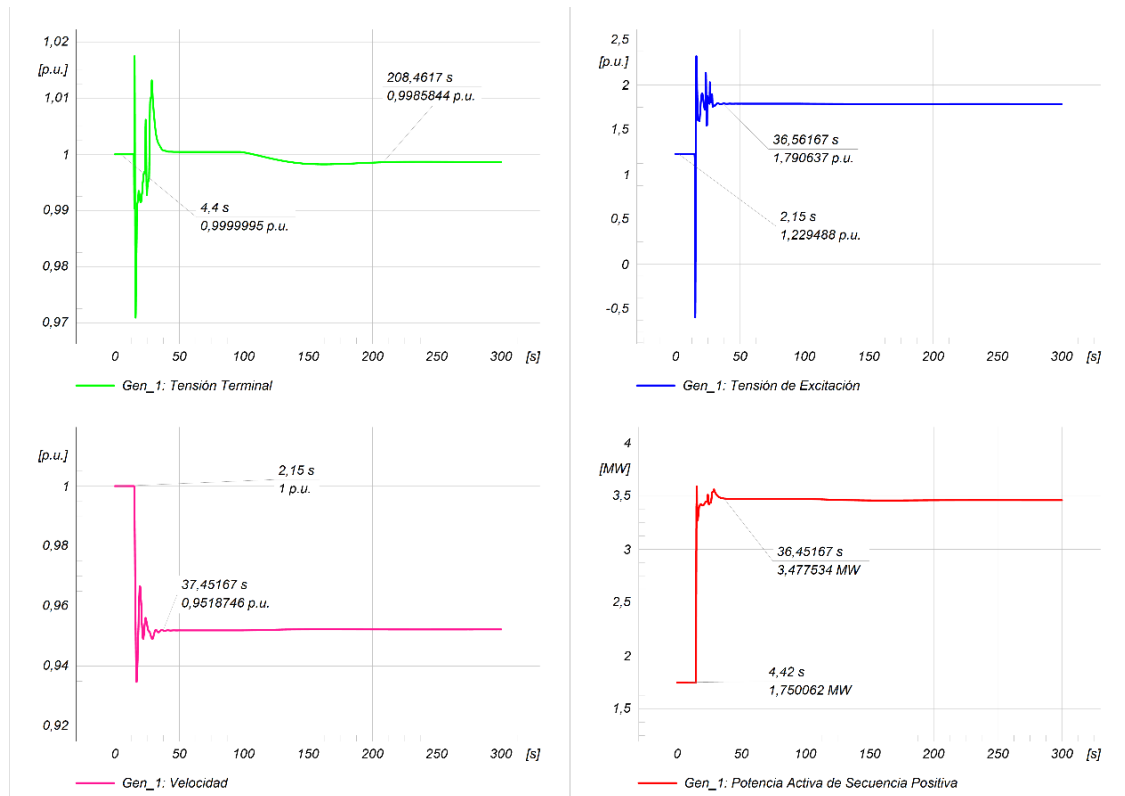
Equipo	Condiciones Iniciales $t_1 [s] = 0$				Respuestas Dinámicas Estables luego del $t_1 [s] = 15$							
	ut [p.u.]	ve [p.u.]	xspeed [p.u.]	P [MW]	$T_s [s]$	ut [p.u.]	$T_s [s]$	ve [p.u.]	$T_s [s]$	xspeed [p.u.]	$T_s [s]$	P [MW]
Gen_1	1	1.229485	1	1.75	176	1.000152	97	1.179193	113	1.0093	117	1.576

Nota: Valores aproximados de respuesta cuando el sistema decremanta un -10 % , cuando la carga = 1.75 MW.

Con los resultados obtenidos de la Tabla XXXIII, se puede concluir que el sistema de potencia sufre perturbaciones las pequeñas señales que cada grafica presentan indican el cambio abrupto, pero el sistema excitación tipo ST10C es capaz de estabilizar el sistema de potencia ante este evento, regula el valor de voltaje de excitación para poder obtener un valor cercano a 1.0 p.u. en el voltaje de los terminales del generador, el incremento de la velocidad del generador supera el valor de 1.0 p.u. y toma un nuevo valor de 1.0093 p.u .

**4.5.6 Prueba de incremento de Carga del 100% con la Carga general al 50% en  $t_0=0$**

Para esta prueba, se crea un evento del tipo "EvtLod" para la Carga General del sistema de potencia. La configuración de la prueba establece que, después de 15 segundos de haber iniciado la simulación, se implemente un cambio de carga del 100 %, cuando la carga empieza en un valor de 50% del total, es decir Carga = 1.75 MW.



**Fig. 51** Prueba de incremento del 100% con la carga resistiva = 1.75 MW del SEP.

En la Fig. 51 presenta los resultados simulados luego de un evento en que el sistema tiene un incremento del 100% de su carga, con condiciones de 1.75 MW de la carga total en un  $t=0$ , se presentan cuatro gráficas: la primera muestra el voltaje en los terminales del generador; la segunda refleja la respuesta del sistema mediante el voltaje de campo; la tercera ilustra la respuesta dinámica del generador mediante la velocidad y la cuarta presenta la Potencia Activa del generador donde se refleja el incremento del 100% de la carga.

**TABLA XXXIV**  
 RESPUESTAS DINÁMICAS PARA EL CASO  
 INCREMENTO DEL 100% DE CARGA = 1.75 MW EN  $T=0$   
 DEL SEP DE LA C.H. EL AMBI.

Equipo	Condiciones Iniciales $t_1$ [s] = 0				Respuestas Dinámicas Estables luego del $t_1$ [s] = 15							
	ut [p.u.]	ve [p.u.]	xspeed [p.u.]	P [MW]	$T_s$ [s]	ut [p.u.]	$T_s$ [s]	ve [p.u.]	$T_s$ [s]	xspeed [p.u.]	$T_s$ [s]	P [MW]
Gen_1	1	1.229488	1	1.75	208	0.998584	36	1.790637	37	0.9518	36	3.47

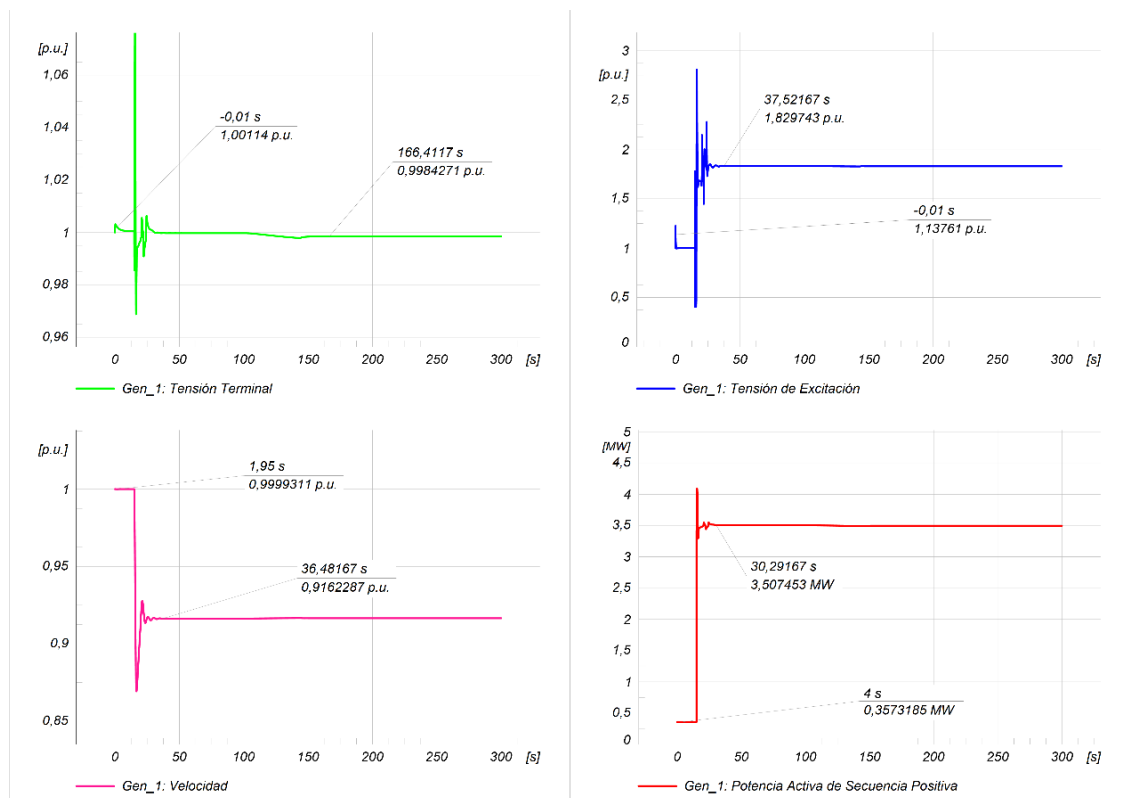
Nota: Valores aproximados de respuesta cuando el sistema incrementa un 100 % en su carga = 1.75 MW.



Con los resultados obtenidos de la Tabla XXXIV, se puede concluir que el sistema de potencia sufre perturbaciones presentadas por las pequeñas señales de cada gráfica, pero el sistema excitación tipo ST10C es capaz de estabilizar el sistema de potencia ante este evento que incrementa el 100 % de la carga, para obtener un valor igual al de las condiciones iniciales con un valor de 3.5 MW para la carga general.

#### 4.5.7 Prueba de incremento de Carga al 100% con la Carga general al 10% en $t=0$

Para esta prueba, se crea un evento del tipo "EvtLod" para la Carga General del sistema de potencia. La configuración de la prueba establece que, la carga general tenga un valor del 10% de la total y después de 15 segundos de haber iniciado la simulación, se implemente un incremento de carga del 100 %.



**Fig. 52** Prueba de incremento de carga resistiva del SEP hasta el valor de condiciones iniciales  $P=3.5$  MW.



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



En la Fig. 52 se presentan los resultados simulados luego de un evento en que el sistema incrementa la carga hasta los valores iniciales, es decir hasta una potencia  $P = 3.5 \text{ MW}$ , se presentan cuatro gráficas: la primera muestra el voltaje en los terminales del generador; la segunda refleja la respuesta del sistema mediante el voltaje de campo; la tercera ilustra la respuesta dinámica del generador mediante la velocidad y la cuarta presenta la Potencia Activa del generador donde se refleja el incremento la carga hasta  $P = 3.5 \text{ MW}$ .

**TABLA XXXV**  
 RESPUESTAS DINÁMICAS PARA EL CASO  
 INCREMENTO DE CARGA HASTA LOGRAR UNA CARGA = 3.5 MW  
 EN EL SEP DE LA C.H. EL AMBI.

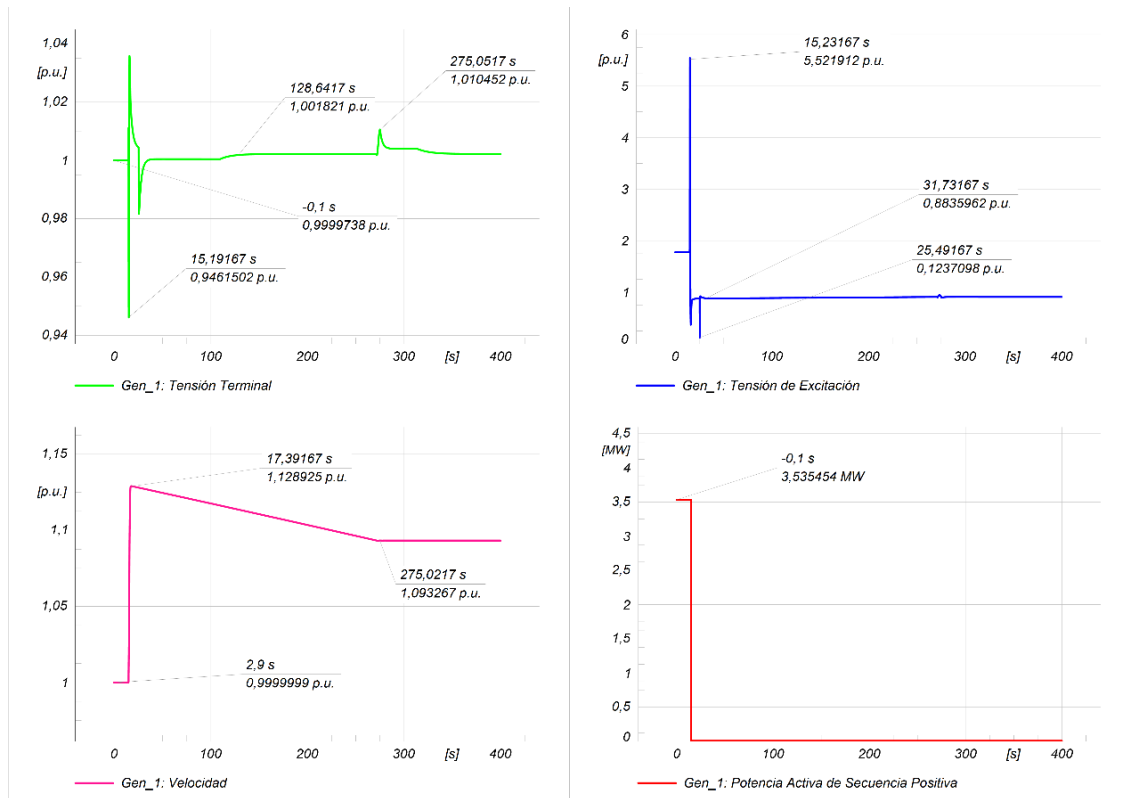
Equipo	Condiciones Iniciales $t_1 [s] = 0$					Respuestas Dinámicas Estables luego del $t_1 [s] = 15$							
	$T_0$ [s]	ut [p.u.]	ve [p.u.]	xspeed [p.u.]	P [MW]	$T_s$ [s]	ut [p.u.]	$T_s$ [s]	ve [p.u.]	$T_s$ [s]	xspeed [p.u.]	$T_s$ [s]	P [MW]
Gen_1	0	1.00114	1.1376	1	0.35	166	0.99842	37	1.8297	36	0.91622	30	3.507

Nota: Valores aproximados de respuesta cuando el sistema solicita la carga en condiciones iniciales.

Con los resultados obtenidos de la Tabla XXXV, se puede concluir que el sistema de potencia sufre perturbaciones, pero el sistema excitación tipo ST10C es capaz cumplir con los requisitos de la prueba sin llegar a inestabilizarse. Así como cumple con el límite operacional máximo para el generador de  $P_{max} = 4.6 \text{ MW}$ .

#### 4.5.8 Prueba de Rechazo de Carga del 100%

Para esta prueba, se diseñó un evento del tipo "EvtSwitch" para la Carga General del sistema de potencia, se establece que, después de 15 segundos de haber iniciado la simulación, se de apertura total al interruptor de la carga.



**Fig. 53** Prueba de Rechazo de Carga del 100% en el SEP de la C.H. El Ambi.

Los resultados presentados en la Fig. 53 permiten analizar que aunque una pérdida del 100% de la carga que compromete al sistema de potencia de forma crucial, la Unidad 1 de la C.H. El Ambi implementada con el sistema de excitación estático tipo ST10C pudo contrarrestar el evento y ser estable, a diferencia de la respuesta que tuvo el AVR DECS-200, que fue inestable después de un lapso de 170s.

**TABLA XXXVI**  
 RESPUESTAS DINÁMICAS PARA EL  
 CASO RECHAZO DE CARGA DEL 100%  
 EN EL SEP DE LA C.H. EL AMBI.

Equipo	Condiciones Iniciales $t_1$ [s] =0					Respuestas Dinámicas Estables luego del $t_1$ [s] =15							
	$T_0$ [s]	ut [p.u.]	ve [p.u.]	xspeed [p.u.]	P [MW]	$T_s$ [s]	ut [p.u.]	$T_s$ [s]	ve [p.u.]	$T_s$ [s]	xspeed [p.u.]	$T_s$ [s]	P [MW]
Gen_1	0	1	1.7745	1	3.5	128	1.01045	31	0.8835	275	1.0932	-	0

Nota: Valores aproximados de respuesta cuando el sistema pierde el 100% de su carga.



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



En la Tabla XXXVI se presenta los valores cuando el sistema logra estabilizarse, pero cabe recalcar que el evento hizo que el voltaje de excitación supere el límite máximo del Voltaje máximo disponible del excitador ( $V_b\_max$ ), el valor límite es 2.0 p.u. y en el evento llegó a un valor de 5.52 p.u. aproximado.

**TABLA XXXVII**  
 COMPARATIVA DE RESPUESTAS DINÁMICAS ANTE DIVERSAS  
 PRUEBAS EN LA UNIDAD 1 DE LA C.H. EL AMBI

<b>Respuestas del Gen_1 de la C.H. El Ambi</b>											
<b>Condiciones Iniciales <math>t_1</math> [s] = 0</b>				<b>Respuestas Dinámicas Estables luego del <math>t_1</math> [s] = 15</b>							
RESPUESTAS DINÁMICAS PARA EL CASO INCREMENTO DEL 10% DE CARGA DEL SEP DE LA C.H. EL AMBI.											
ut [p.u.]	ve [p.u.]	xspeed [p.u.]	P [MW]	$T_s$ [s]	ut [p.u.]	$T_s$ [s]	ve [p.u.]	$T_s$ [s]	xspeed [p.u.]	$T_s$ [s]	P [MW]
1	1.7745	1	3.53	221	0.9999	157	1.9050	205	0.9863	205	3.88
RESPUESTAS DINÁMICAS PARA EL CASO DECREMENTO DEL 50% DE CARGA DEL SEP DE LA C.H. EL AMBI.											
ut [p.u.]	ve [p.u.]	xspeed [p.u.]	P [MW]	$T_s$ [s]	ut [p.u.]	$T_s$ [s]	ve [p.u.]	$T_s$ [s]	xspeed [p.u.]	$T_s$ [s]	P [MW]
1	1.7746	1	3.53	143	1.001621	34	1.2003	37.77	1.04889	37.5	1.780
RESPUESTAS DINÁMICAS PARA EL CASO DECREMENTO DEL 10% DE CARGA = 1.75 MW DEL SEP DE LA C.H. EL AMBI.											
ut [p.u.]	ve [p.u.]	xspeed [p.u.]	P [MW]	$T_s$ [s]	ut [p.u.]	$T_s$ [s]	ve [p.u.]	$T_s$ [s]	xspeed [p.u.]	$T_s$ [s]	P [MW]
1	1.229485	1	1.75	176	1.000152	97	1.179193	113	1.0093	117	1.576
RESPUESTAS DINÁMICAS PARA EL CASO INCREMENTO DEL 100% DE CARGA = 1.75 MW EN T=0 DEL SEP DE LA C.H. EL AMBI.											
ut [p.u.]	ve [p.u.]	xspeed [p.u.]	P [MW]	$T_s$ [s]	ut [p.u.]	$T_s$ [s]	ve [p.u.]	$T_s$ [s]	xspeed [p.u.]	$T_s$ [s]	P [MW]
1	1.229488	1	1.75	208	0.998584	36	1.790637	37	0.9518	36	3.47
RESPUESTAS DINÁMICAS PARA EL CASO INCREMENTO DE CARGA HASTA LOGRAR UNA CARGA = 3.5 MW EN EL SEP DE LA C.H. EL AMBI.											
ut [p.u.]	ve [p.u.]	xspeed [p.u.]	P [MW]	$T_s$ [s]	ut [p.u.]	$T_s$ [s]	ve [p.u.]	$T_s$ [s]	xspeed [p.u.]	$T_s$ [s]	P [MW]
1.00114	1.1376	1	0.35	166	0.99842	37	1.8297	36	0.91622	30	3.507
RESPUESTAS DINÁMICAS PARA EL CASO RECHAZO DE CARGA DEL 100% EN EL SEP DE LA C.H. EL AMBI.											
ut [p.u.]	ve [p.u.]	xspeed [p.u.]	P [MW]	$T_s$ [s]	ut [p.u.]	$T_s$ [s]	ve [p.u.]	$T_s$ [s]	xspeed [p.u.]	$T_s$ [s]	P [MW]
1	1.7745	1	3.5	128	1.01045	31	0.8835	275	1.0932	-	0

Nota: Valores aproximados de respuesta cuando el sistema pierde el 100% de su carga.



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



La Tabla XXXVII presenta de manera detallada los valores de condiciones iniciales y los valores de estabilización que se obtuvieron al aplicar un total de seis pruebas a la Unidad 1 de la Central Hidroeléctrica El Ambi, la cual cuenta con un sistema de excitación estático tipo ST10C, además de sus funciones adicionales pertinentes que contribuyen a su operación eficiente. Luego de un exhaustivo análisis de cada una de las pruebas realizadas, se establece que el sistema de potencia nunca perdió estabilidad ante las pruebas abruptas que se implementaron, lo que demuestra la robustez del sistema frente a condiciones adversas.

Aunque las pequeñas señales que se presentaron en cada prueba intentaron estar dentro de los límites estandarizados, es importante señalar que la prueba de rechazo del 100% de carga sometió al sistema de excitación a perturbaciones graves, las cuales podrían haber comprometido su funcionamiento. Sin embargo, cabe recalcar que, a pesar de esas perturbaciones significativas, el sistema logró estabilizarse de manera efectiva, lo que resalta su capacidad de recuperación ante situaciones críticas.

Con el análisis de las respuestas dinámicas que dio el sistema ante pruebas de modificación de carga y modificación de variables del sistema de excitación, se propone de manera técnica la implementación del sistema de excitación estático tipo ST10C para la Unidad 1 de la C.H. El Ambi, considerando que esta implementación podría mejorar aún más la estabilidad y el rendimiento general del sistema.



## CONCLUSIONES

Las investigaciones de las etapas de generación eléctrica en pequeñas centrales hidroeléctricas y la correlación que se aplicó a los componentes principales de la C.H. El Ambi, resaltan al generador eléctrico como el elemento primordial para la generación, lo que infiere que la U1 de la C.H. requiere la implementación de un nuevo sistema de excitación estático, ya que por su antigüedad necesita un sistema de excitación robusto y con estándares rigurosos en términos de rendimiento dinámico, capaz de adaptarse a las necesidades del sistema eléctrico y las restricciones técnicas o económicas.

Entre los diversos modelos de sistemas de excitación estáticos, los más destacados son los modelos ST1C, ST4C y ST10C, los cuales se diferencian en términos de complejidad matemática y demanda de fabricación. Basado en estos criterios, se seleccionó el modelo ST10C como la propuesta óptima para la implementación del nuevo sistema de excitación estático en la Unidad 1 de la C.H. El Ambi. Esta elección representa un avance significativo en la modernización de la central, garantizando mayor confiabilidad y rendimiento en su operación.

Las pruebas realizadas a la Unidad 1 con el software DIgSILENT PowerFactory y el lenguaje DSL revelaron que el sistema de control con el AVR DECS-200 opera de manera estable ante variaciones de  $\pm 5\%$  en el  $V_{ref}$ , pero no cumple con el objetivo de mantener el voltaje en los terminales del generador en 1.05 p.u., estabilizándose en 1.0011 p.u. Además, ante un incremento del 10 % en la carga, el sistema no logra entregar de manera constante los 3.85 MW requeridos, fluctuando entre 3.9 MW y 3.55 MW, lo que evidencia inestabilidad en la potencia activa. En casos extremos, como el rechazo del 100 % de la carga, se presentan condiciones críticas que afectan al generador y al sistema de potencia, destacando la necesidad de ajustar los parámetros del sistema de control para mejorar su respuesta y garantizar estabilidad y eficiencia operativa.

Tras implementar el sistema de excitación estático tipo ST10C de IEEE en la Unidad 1 de la C.H. El Ambi, se confirmó su estabilidad en todas las pruebas realizadas. La inclusión de funcionalidades avanzadas, como limitadores de sobreexcitación y subexcitación, limitador de corriente del estator, PSS, controlador de potencia reactiva (Var), transductor de voltaje y



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



compensador de corriente, mejoró significativamente el sistema de control. Estas mejoras no solo garantizan una operación más estable y eficiente, sino que también potencian la capacidad del sistema para responder adecuadamente a variaciones de carga y otros desafíos operativos. En pruebas específicas, como un incremento del 10 % de carga, el sistema aumentó su potencia activa de 3.55 MW a 3.88 MW, cumpliendo con los requisitos y manteniendo estabilidad. Incluso en un decremento del 50 % de carga, el ST10C logró contrarrestar las perturbaciones, reduciendo la carga a 1.88 MW y manteniendo estable la velocidad del generador en 1.04889 p.u., demostrando su robustez y superioridad en términos de estabilidad y eficacia.



## RECOMENDACIONES

La implementación del sistema de excitación estática ST10c se basa en parámetros estandarizados de General Electric S.A., se sugiere incorporar modelos matemáticos basados en los equipos reales de la Central tal es el caso del Gobernador y la Turbina, desarrollar un trabajo de investigación donde se presenten estos equipos en lenguaje DSL.

Implementar métodos para establecer los parámetros en el dominio del tiempo para la optimización y mejoramiento, tales como el optimizador heurístico MVMO, para lograr alta confiabilidad del modelo simplificado mediante el software Python, o implementar el método de optimización por enjambre de partículas (PSO).

Desarrollar modelados y simulaciones en lenguaje DSL O DPL con los sistemas de excitación estática ST1 y ST4 mencionados por su amplia acogida en diversas empresas, para analizar futuras implementaciones en las Unidades de la C.H. El Ambi, o centrales hidroeléctricas que pertenecen al área de concesión de EMELNORTE y presentar una comparativa costo / beneficio entre los tres sistemas de excitación estática.

Desarrollar de manera experimental un sistema en laboratorio práctico que simule el sistema de excitación estático S10C implementado en la U1 de la C.H. El Ambi, para validar las simulaciones que fueron aplicadas.



## REFERENCIAS

- [1] W. Taboada, “Proceso de mantenimiento de la central y subestación El Ambi”, Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2000.
- [2] CENACE, “Informe Anual 2022”, *Operador Nacional de Electricidad*, 2022.
- [3] EMELNORTE, “Energía Generada ENE 2022 - DIC 2022”, Ibarra, mar. 2023.
- [4] EMELNORTE, “Historial de Mantenimiento Central Ambi”, Ibarra, 2022.
- [5] G. Bernal y B. Siavichay, “Estudio de excitatrices para el sistema de control de las máquinas síncronas de polos salientes”, B.S. Thesis, Cuenca, 2022. Consultado: el 18 de abril de 2024. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/23995>
- [6] SCADA - CENACE, “Información Operativa Anual”. Consultado: el 23 de abril de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.cenace.gob.ec/info-operativa/InformacionOperativa.htm>
- [7] G. Klempner y I. Kerszenbaum, *Operation and Maintenance of Large Turbo-Generators*. Wiley, 2004. doi: 10.1002/0471683388.
- [8] “IEEE Guide for AC Generator Protection”, *IEEE Std C37.102-2006 (Revision of IEEE Std C37.102-1995)*, pp. 1–177, 2006, doi: 10.1109/IEEESTD.2006.320495.
- [9] F. S. Arias Calle y A. S. Bravo López, “Estudio para la modernización de la Central Hidroeléctrica Saucay”, B.S. Thesis, Cuenca, 2016. Consultado: el 29 de abril de 2024. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/24175>
- [10] M. J. López, “Diseño de investigación para una propuesta de mejora de los sistemas de excitación de las unidades generadoras de la planta Hidroeléctrica



Los Esclavos.”, B.S. Thesis, Guatemala, 2023. Consultado: el 1 de mayo de 2024.

[En línea]. Disponible en: <http://www.repositorio.usac.edu.gt/id/eprint/19053>

- [11] J. K. Noland, S. Nuzzo, A. Tassarolo, y E. F. Alves, “Excitation System Technologies for Wound-Field Synchronous Machines: Survey of Solutions and Evolving Trends”, *IEEE Access*, vol. 7, pp. 109699–109718, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2933493.
- [12] J. Li, *Design and Application of Modern Synchronous Generator Excitation Systems*. Wiley, 2019. doi: 10.1002/9781118841006.
- [13] C. M. Pinta García, “Estructuración de una base de datos y análisis de transitorios electromecánicos considerando modelación detallada de las unidades de generación del sistema eléctrico Quito”, B.S. Thesis, EPN, Quito, 2017.
- [14] A. Podestá, M. Eirin Silviana, R. Contreras Lisperguer, y R. Salgado Pavez, “Políticas de atracción de inversiones para el financiamiento de la energía limpia en América Latina”, Documentos de Proyectos (LC/TS.2022/116), Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), Santiago, 2022.
- [15] International Hydropower Association, “Hydropower Status Report 2022: Sector trends and insights.”, 2022. Consultado: el 17 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.hydropower.org/publications/2022-hydropower-status-report>
- [16] International Commission on Large Dams, “General Synthesis of World register of dams.”, 2019.
- [17] C. Llamosas y B. K. Sovacool, “The future of hydropower? A systematic review of the drivers, benefits and governance dynamics of transboundary dams”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 137, p. 21, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110495>.



- [18] S. Lu, W. Dai, Y. Tang, y M. Guo, “A review of the impact of hydropower reservoirs on global climate change”, *Science of The Total Environment*, vol. 711, p. 134996, abr. 2020, doi: 10.1016/j.scitotenv.2019.134996.
- [19] T. Teräväinen, “Negotiating Water and Technology—Competing Expectations and Confronting Knowledges in the Case of the Coca Codo Sinclair in Ecuador”, *Water (Basel)*, vol. 11, núm. 3, p. 411, feb. 2019, doi: 10.3390/w11030411.
- [20] Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas (INEA), *Guía de diseño de pequeñas centrales hidroeléctricas*. 1997.
- [21] B. Leyland, *Small Hydroelectric Engineering Practice*. CRC Press, 2014. doi: 10.1201/b16627.
- [22] R. Ortiz Flórez, *Pequeñas centrales hidroeléctricas*. Ediciones de la U, 2011.
- [23] R. P. Valladares Pozo y W. F. Villacrés Puga, “Diseño y simulación de una turbina hidráulica para una minicentral hidroeléctrica ubicada en el canal de riego occidental de la laguna de San Marcos.”, UPS, Quito, 2019.
- [24] G. M. Mayorga Bacca y A. P. Yallico Tapia, “Parametrización en la generación de energía eléctrica de la Central Hidroeléctrica Pucará”, masterThesis, UTC, Latacunga, 2022. Consultado: el 16 de abril de 2024. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/9801>
- [25] Gilbert Macé, “Turbine hydraulique Pelton”, Archives Larousse. Consultado: el 1 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: [https://www.larousse.fr/encyclopedie/images/Turbine\\_hydraulique\\_Pelton/1006717](https://www.larousse.fr/encyclopedie/images/Turbine_hydraulique_Pelton/1006717)



- [26] J. Chen, H. X. Yang, C. P. Liu, C. H. Lau, y M. Lo, “A novel vertical axis water turbine for power generation from water pipelines”, *Energy*, vol. 54, pp. 184–193, jun. 2013, doi: 10.1016/j.energy.2013.01.064.
- [27] Fundación Red de Energía, “Pequeñas centrales Hidroeléctricas. Recomendaciones para el diseño, construcción e instalación de pequeñas centrales hidroeléctricas.”, San José, 2, 2019. Consultado: el 18 de julio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://bun-ca.org/areas-de-trabajo/energia-renovable/>
- [28] D. LIU, H. LUI, X. WANG, y E. Kremere, “World Small Hydropower Development Report 2019: Case Studies”, 2019, *International Center on Small Hydro Power*. [En línea]. Disponible en: [www. smallhydroworld.org](http://www.smallhydroworld.org).
- [29] J. A. Gurrutxaga Ruiz, “El fenómeno electromagnético”.
- [30] L. Vargas, “Sistemas de Excitación de Máquinas Síncronas”, Santiago , EL67J-1, 2005.
- [31] N. González Ramos, “Evolución de los sistemas de excitación en máquinas rotativas”, B.S. Thesis, 2022. Consultado: el 14 de abril de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://hdl.handle.net/10612/16926>
- [32] M. Cugota Canals, “Estudio de los sistemas de control de la máquina síncrona de polos salientes”, UPC, Escola Superior d’Enginyeries Industrial, Aeroespacial i Audiovisual de Terrassa, Departament d’Enginyeria Elèctrica, 2019. [En línea]. Disponible en: <http://hdl.handle.net/2117/171470>
- [33] “IEEE Standard Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines”, *IEEE Std 421.1-2021 (Revision of IEEE Std 421.1-2007)*, pp. 1–45, 2022, doi: 10.1109/IEEESTD.2022.9737077.
- [34] H. M. Torres Salamea y M. S. Illescas Mogrovejo, “Estudio Técnico para la Migración de los Actuales Reguladores de Voltaje Automáticos (AVRs) de las



dos Unidades de Generación Eléctrica de la Central Ocaña a Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs)”, B.S. Thesis, Universidad del Azuay, Cuenca, 2019. Consultado: el 16 de abril de 2024. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.uazuay.edu.ec/handle/datos/9043>

- [35] L. Vanfretti, “Modelación y simulación de la máquina síncrona y su operación en sistemas de potencia”, B.S. Thesis, Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala, 2005.
- [36] M. S. Illescas, “Estudio Técnico para la Migración de los Actuales Reguladores de Voltaje Automáticos (AVRs) de las dos Unidades de Generación Eléctrica de la Central Ocaña a Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IDEs)”, B.S. Thesis, Universidad del Azuay, Cuenca, 2019.
- [37] M. S. Griffith, “Modem AC Generator Control Systems: Some Plain and Painless Facts”, *IEEE Trans Ind Appl*, vol. IA-14, núm. 6, pp. 481–491, 1978, doi: 10.1109/TIA.1978.4503579.
- [38] S. Khan, “Application aspects of generator and excitation system for process plants”, en *Conference Record of 1998 Annual Pulp and Paper Industry Technical Conference (Cat. No.98CH36219)*, 1998, pp. 116–128. doi: 10.1109/PAPCON.1998.685512.
- [39] G. Klempner y I. Kerszenbaum, “Principles of Operation of Synchronous Machines”, en *Handbook of Large Turbo-Generator Operation and Maintenance*, 2018, pp. 1–52. doi: 10.1002/9781119390718.ch1.
- [40] I. C. Report, “Excitation System Models for Power System Stability Studies”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, núm. 2, pp. 494–509, 1981, doi: 10.1109/TPAS.1981.316906.



- [41] D. R. Fenwick y W. F. Wright, “Review of trends in excitation systems and possible future developments”, *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, vol. 123, núm. 5, pp. 413–420, 1976, doi: 10.1049/piee.1976.0093.
- [42] W. F. Wright, R. Hawley, y J. L. Dinely, “Brushless Thyristor Excitation Systems.”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-91, núm. 5, pp. 1848–1854, 1972, doi: 10.1109/TPAS.1972.293509.
- [43] A. Godhwani, M. J. Basler, K. Kim, y T. W. Eberly, “Commissioning experience with a modern digital excitation system”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 13, núm. 2, pp. 183–187, 1998, doi: 10.1109/60.678983.
- [44] C. Schaefer, “Digital excitation systems—Growing obsolescence of aging systems”, en *2017 Annual Pulp, Paper And Forest Industries Technical Conference (PPFIC)*, 2017, pp. 1–7. doi: 10.1109/PPIC.2017.8003867.
- [45] C. A. Stigers, J. D. Hurley, D. I. Gorden, y D. M. Callanan, “Field Tests and Simulation of a High Initial Response Brushless Excitation System”, *IEEE Power Engineering Review*, vol. PER-6, núm. 3, pp. 26–27, 1986, doi: 10.1109/MPER.1986.5528102.
- [46] T. L. Dillman, J. W. Skooglund, F. W. Key, W. H. South, y C. Raczkowski, “A High Initial Response Brushless Excitation System”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-90, núm. 5, pp. 2089–2094, 1971, doi: 10.1109/TPAS.1971.293025.
- [47] C. U. Stamford, “Alternator Applications”. Consultado: el 3 de abril de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.stamford-avk.com/alternators/applications>
- [48] Satoru Satake, Yukio Onogi, Yukio Hosaka, Kenji Inoue, y Hideo Yamashita, “Three-phase brushless self-excited synchronous generator with no rotor excitation windings”, 5/694 027, el 2 de diciembre de 1997



- [49] A.-J. Nikkilä, A. Kuusela, M. Laasonen, L. Haarla, y A. Pahkin, “Self-Excitation of a Synchronous Generator During Power System Restoration”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, núm. 5, pp. 3902–3911, 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2909050.
- [50] “IEEE Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems”, el 27 de marzo de 2014, *IEEE, Piscataway, NJ, USA*. doi: 10.1109/IEEESTD.2014.6845300.
- [51] “IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies”, *IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005)*, pp. 1–207, 2016, doi: 10.1109/IEEESTD.2016.7553421.
- [52] P. Kundur, “Power system stability”, *Power system stability and control*, vol. 10, pp. 1–7, 2007.
- [53] “IEEE Recommended Practice for the Specification and Design of Field Discharge Equipment for Synchronous Machines”, *IEEE Std 421.6-2017*, pp. 1–38, 2017, doi: 10.1109/IEEESTD.2017.7945300.
- [54] R. C. Schaefer, “Applying static excitation systems”, *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 4, núm. 6, pp. 41–49, 1998, doi: 10.1109/2943.730764.
- [55] R. S. Jordan, R. C. Schaefer, J. A. Estes, y M. R. Dube, “Good as new”, *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 11, núm. 2, pp. 31–38, mar. 2005, doi: 10.1109/MIA.2005.1405824.
- [56] S.-H. Park, S.-K. Lee, S.-W. Lee, J.-S. Yu, S.-S. Lee, y C.-Y. Won, “Output voltage control of a synchronous generator for ships using compound type digital AVR”, en *INTELEC 2009 - 31st International Telecommunications Energy Conference*, 2009, pp. 1–6. doi: 10.1109/INTLEC.2009.5352002.



- [57] K. Kamiev, J. Nerg, J. Pyrhönen, V. Zaboin, y J. Tapia, “Feasibility of an Armature-Reaction-Compensated Permanent-Magnet Synchronous Generator in Island Operation”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 61, núm. 9, pp. 5075–5085, 2014, doi: 10.1109/TIE.2013.2289871.
- [58] F. Yao, Q. An, X. Gao, L. Sun, y T. A. Lipo, “Principle of Operation and Performance of a Synchronous Machine Employing a New Harmonic Excitation Scheme”, *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 51, núm. 5, pp. 3890–3898, sep. 2015, doi: 10.1109/TIA.2015.2425363.
- [59] L. Díez-Maroto, L. Rouco, y F. Fernández-Bernal, “Modeling, Sizing, and Control of an Excitation Booster for Enhancement of Synchronous Generators Fault Ride-Through Capability: Experimental Validation”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 31, núm. 4, pp. 1304–1314, 2016, doi: 10.1109/TEC.2016.2575004.
- [60] L. Díez-Maroto, J. Renedo, L. Rouco, y F. Fernández-Bernal, “Lyapunov Stability Based Wide Area Control Systems for Excitation Boosters in Synchronous Generators”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, núm. 1, pp. 194–204, 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2865970.
- [61] Z. Chen, J. Lu, C. Mao, Y. Zhou, y D. Wang, “Design and implementation of voltage source converter excitation system to improve power system stability”, en *2015 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, IEEE, oct. 2015, pp. 1–10. doi: 10.1109/IAS.2015.7356790.
- [62] “IEEE Guide for the Preparation of Excitation System Specifications”, el 27 de marzo de 2014, *IEEE, Piscataway, NJ, USA*. doi: 10.1109/IEEESTD.2014.6803835.
- [63] G. Mörée y M. Leijon, “Overview of Hybrid Excitation in Electrical Machines”, *Energies (Basel)*, vol. 15, núm. 19, p. 7254, oct. 2022, doi: 10.3390/en15197254.



- [64] R. Thornton-Jones, I. Golightly, N. Gutteridge, C. Huizer, y D. Navratil, “Review of generator and excitation system specification and test requirements to satisfy multiple international grid code standards”, en *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, IEEE, jul. 2012, pp. 1–2. doi: 10.1109/PESGM.2012.6345128.
- [65] C. W. Taylor, J. R. Mechenbier, y C. E. Matthews, “Transient excitation boosting at Grand Coulee Third Power plant: power system application and field tests”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, núm. 3, pp. 1291–1298, 1993, doi: 10.1109/59.260865.
- [66] L. Diez-Maroto, L. Rouco, y F. Fernández-Bernal, “Modeling, Sizing, and Control of an Excitation Booster for Enhancement of Synchronous Generators Fault Ride-Through Capability: Experimental Validation”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 31, núm. 4, pp. 1304–1314, dic. 2016, doi: 10.1109/TEC.2016.2575004.
- [67] J. R. Rodríguez *et al.*, “Large Current Rectifiers: State of the Art and Future Trends”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 52, núm. 3, pp. 738–746, jun. 2005, doi: 10.1109/TIE.2005.843949.
- [68] A. Siebert, A. Troedson, y S. Ebner, “AC to DC power conversion now and in the future”, *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 38, núm. 4, pp. 934–940, jul. 2002, doi: 10.1109/TIA.2002.800570.
- [69] R. Bolaños, “Análisis de estabilidad transitoria del sistema de potencia de un generador contra barra infinita utilizando un regulador automático de tensión Basler DECS 200”, B.S. Thesis, Universidad de Costa Rica, 2012.
- [70] C. M. Pinta García, “Estructuración de una base de datos y análisis de transitorios electromecánicos considerando modelación detallada de las unidades de generación del sistema eléctrico Quito”, B.S. Thesis, EPN, Quito, 2017.



- [71] E. N. Ubidia Araujo, “Operación en red aislada del sistema eléctrico de potencia de la empresa pública metropolitana de agua potable y saneamiento EPMAPS”, B.S. Thesis, EPN, Quito, 2016.
- [72] Basler Electric, “Manual de instrucciones para Sistema de control de excitación digital DECS-200”, noviembre de 2002, *Basler Electric, EE.UU.*
- [73] A. M. Palacios Brito, “Modelación y validación del regulador de voltaje de la central hidroeléctrica el Ambi utilizando optimización heurística MVMO y registros de mediciones sincrofasoriales para contribuir al análisis operativo del sistema nacional interconectado”, B.S. Thesis, UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA, Quito, 2024.
- [74] “IEEE Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems”, el 27 de marzo de 2014, *IEEE, Piscataway, NJ, USA*. doi: 10.1109/IEEESTD.2014.6845300.
- [75] DIgSILENT, “PowerFactory Applications”. Consultado: el 27 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>
- [76] A. M. Enríquez De La Torre, “Modelación del sistema de subtransmisión e integración con el sistema de distribución en media tensión de EMELNORTE”, documento: bachelorThesis, Universidad Técnica del Norte, Imbabura, 2019.
- [77] DIgSILENT PowerFactory, “Advanced Tutorial Dynamic Modelling (DSL)”, Germany, 1, 2017.
- [78] M. V. Ullauri Rosillo, “Estructuración de una Base de Datos del S.N.I. Ecuatoriano en DIgSILENT PowerFactory para Análisis de Estabilidad con Modelos Validados de sus Unidades de Generación”, B.S Thesis, EPN, Quito, 2015.



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



- [79] NEPLAN AG, “Exciter Models Standard Dynamic Excitation Systems in NEPLAN Power System Analysis Tool”, Küsnacht.
- [80] NEPLAN AG, “Turbine-Governor Moldes. Standard Dynamic Turbine-Governor Systems in NEPLAN Power System Analysis Tool”, Switzerland, NEPLAN V555.

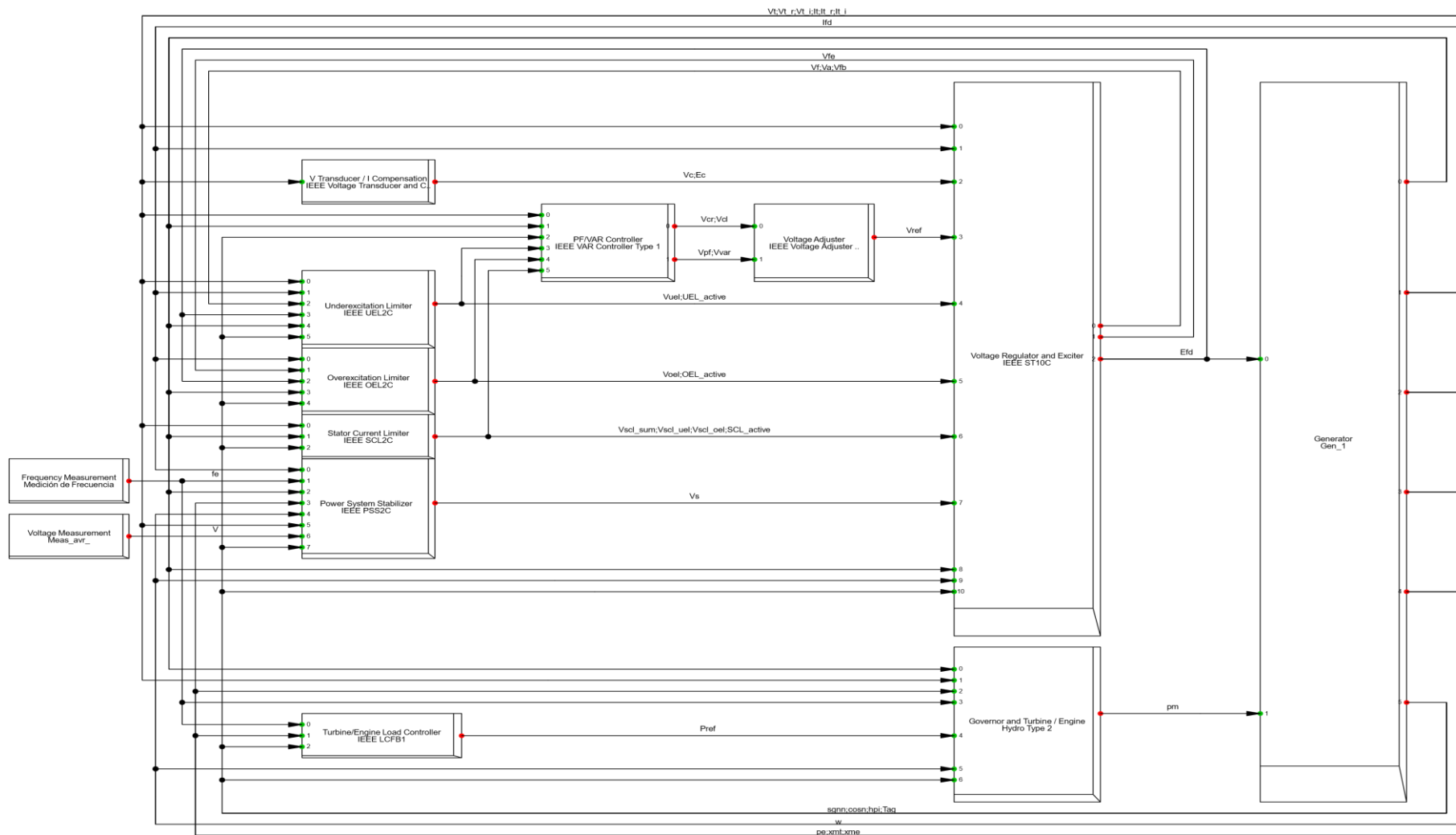




**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



**A2 Composite Frame Red – ST10C**





**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



**A3** Definición de señales de salida y entrada para el Diagram Frame Red-ST10C

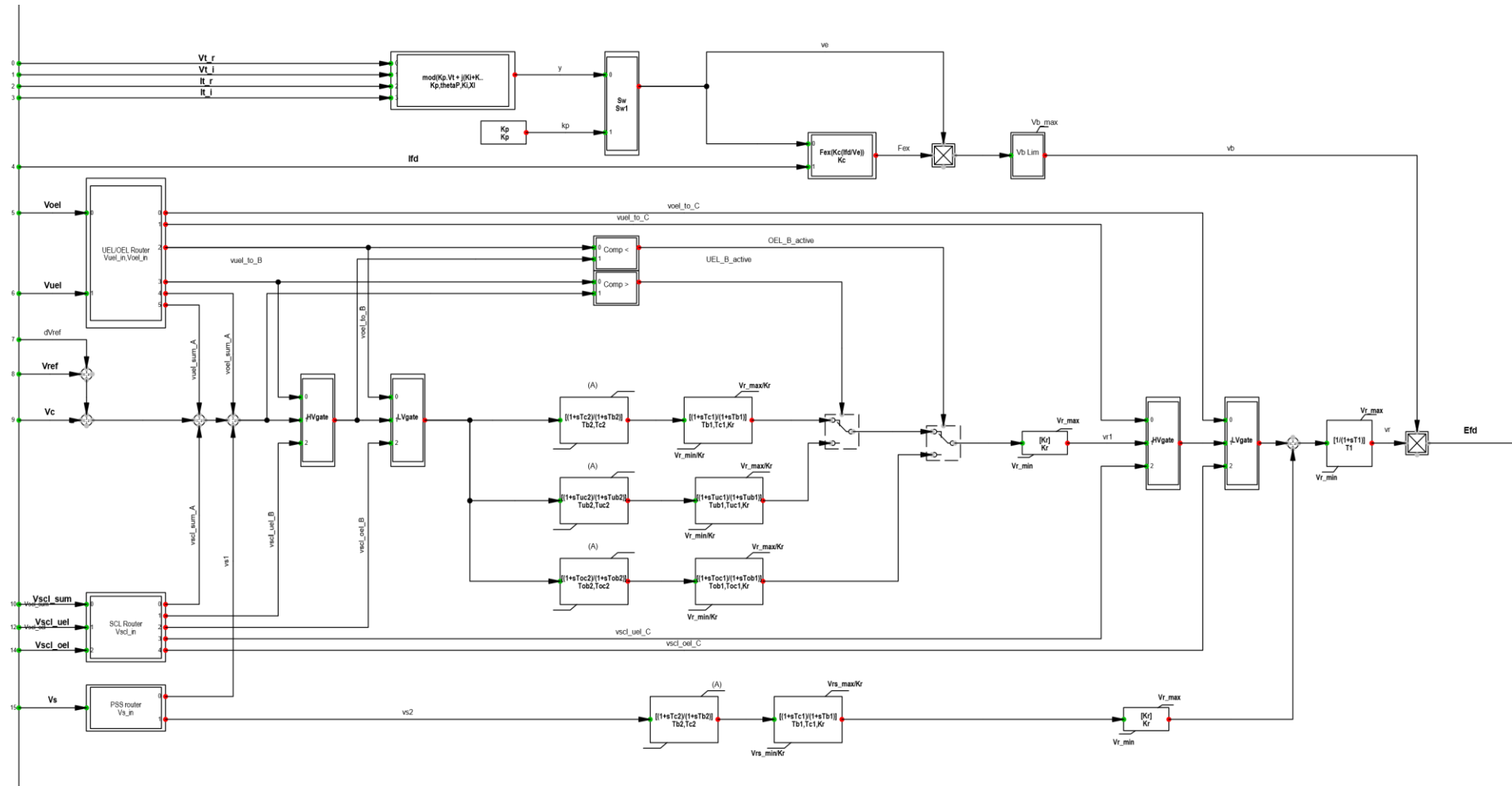
Bloque	Clase	Señales de Salida	Señales Entrada
Voltage Adjuster	ElmVad*	Vref	Vcr;Vcl,Vpf;Vvar
PF/VAR Controller	ElmPfq*, ElmPf1*, ElmPf2*	Vcr; Vcl, Vpf; Vvar	Vt; Vt_r; Vt_i; It; It_r; It_i, Pg; Qg, sgnn; cosn; hpi; Tag, Vuel; UEL_active, Voel; OEL_active, Vscl: sum; Vscl_uel; Vscl_oel; SCL_active
V Transducer / I Compensation	ElmVtc*, ElmVcm*	Vc; Ec	Vt; Vt_r; Vt_i; It; It_r; It_i
Under excitation Limiter	ElmUel*	Vuel; UEL_active	Vt; Vt_r; Vt_i; It; It_r; It_i, Ifd, Vf; Va; Vfb, Efd, Pg; Qg, sgnn; cosn; hpi; Tag
Overexcitation Limiter	ElmOel*	Voel; OEL_active	Ifd, Vfe, Efd, Pg; Qg, sgnn; cosn; hpi; Tag
Stator Current Limiter	ElmScl*	Vscl_sum; Vscl_uel; Vscl_oel; SCL_active	Vt; Vt_r; Vt_i; It; It_r; It_i, Pg; Qg, sgnn; cosn; hpi; Tag
Power System Stabilizer	ElmPss*	Vst	Ifd, fe, Pg; Qg, pe; xmt; xme, w, Vt; Vt_r; Vt_i; It; It_r; It_i, V,sgnn; cosn; hpi; Tag
Turbine/Engine Load Controller	ElmTlc*	Pref	fe, pe; xmt; xme, sgnn; cosn; hpi; Tag
Governor and Turbine / Engine	ElmGov*, ElmComp*	pm	Pg; Qg, Vt; Vt_r; Vt_i; It; It_r; It_i, pe; xmt; xme, fe, Pref, w, sgnn; cosn; hpi; Tag
Frequency Measurement	StaVmea*	fe	-
Voltage Measurement	StaVmea*	u	-



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



**A4.1 Diseño de modelo matemático ST10C**

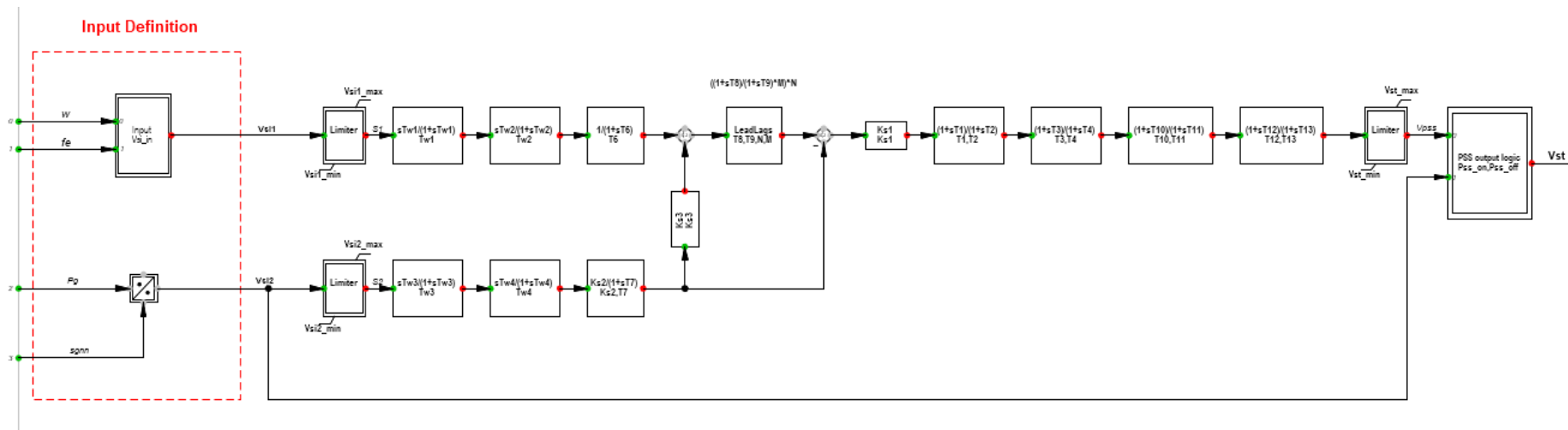




**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



**A4.2 Diseño de modelo matemático IEEE PSS2C**

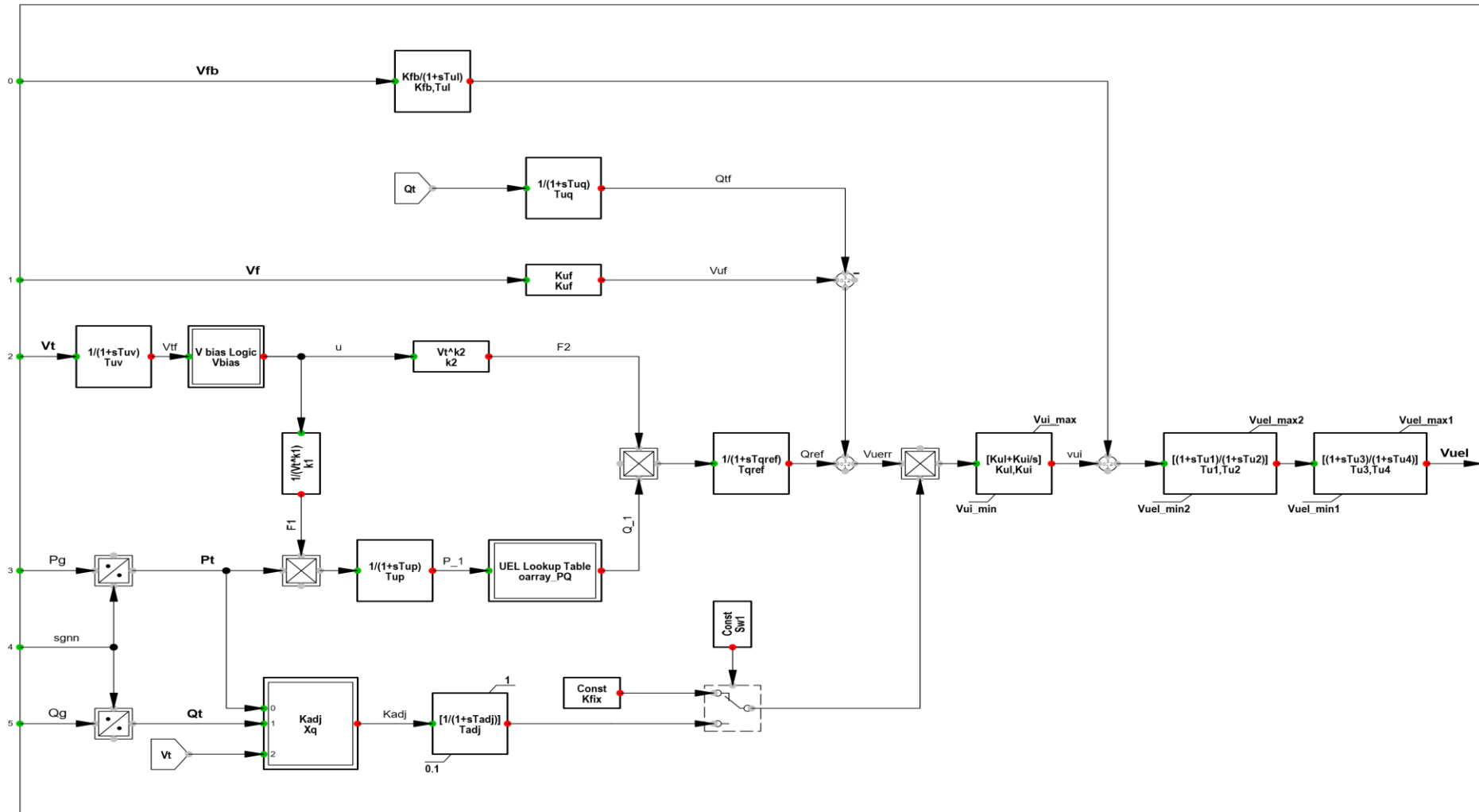




**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



**A4.3 Diseño de modelo matemático IEEE UEL2C**

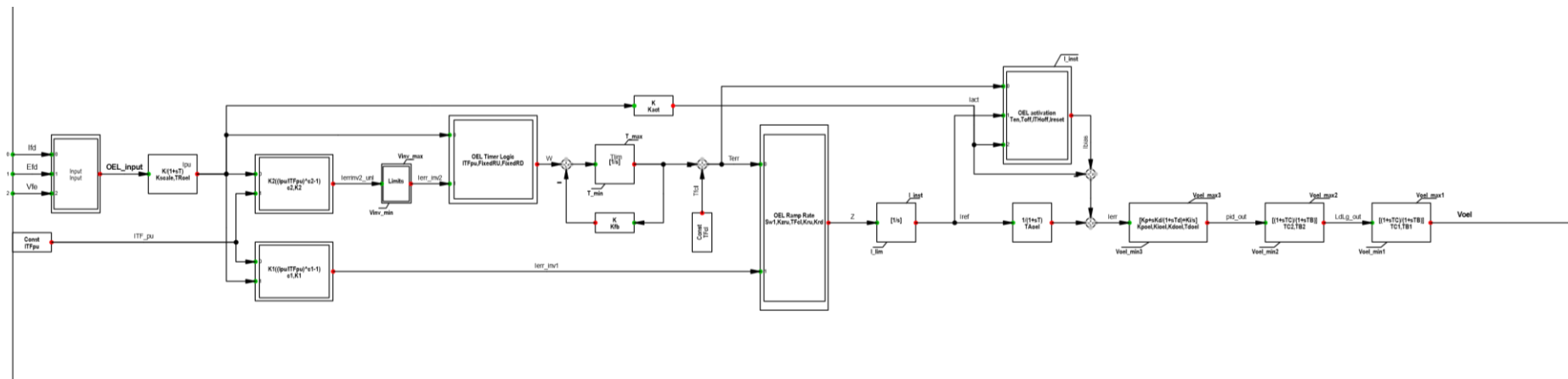




**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



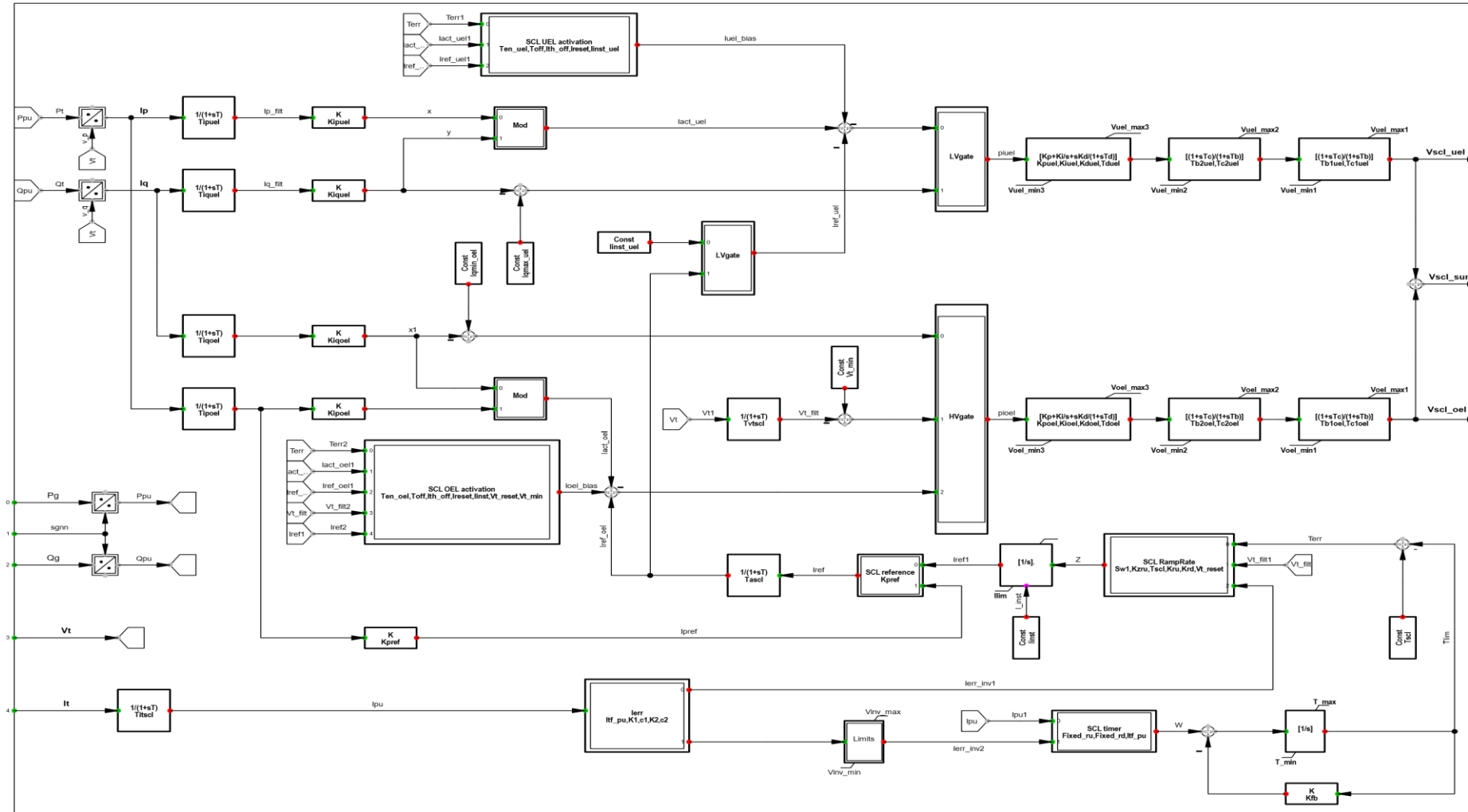
**A4.4** Diseño de modelo matemático IEEE OEL2C





### A4.5 Diseño de modelo matemático IEEE SCL2C

**scl\_IEEE\_SCL2C: IEEE Type SCL2C stator current limiter**

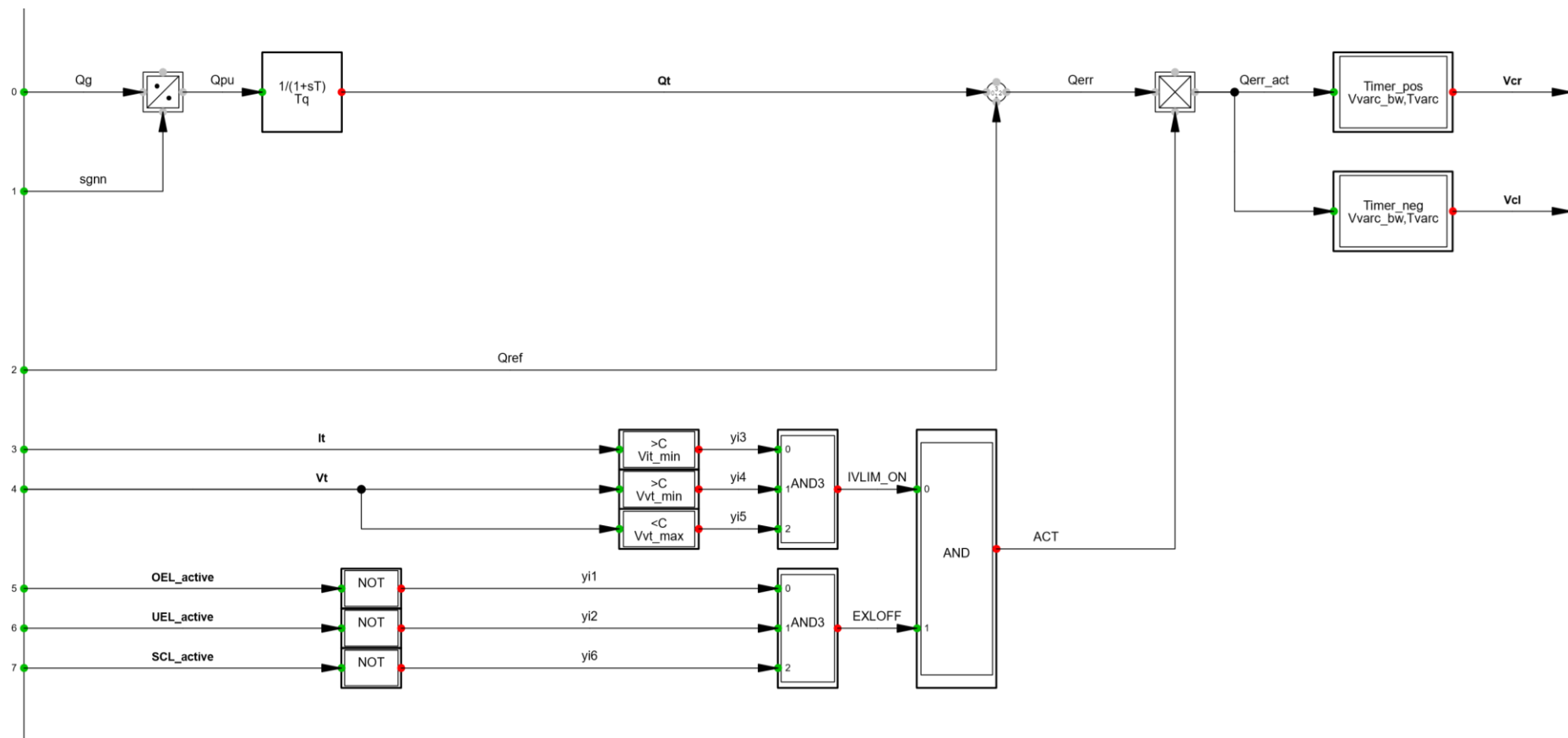




**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**

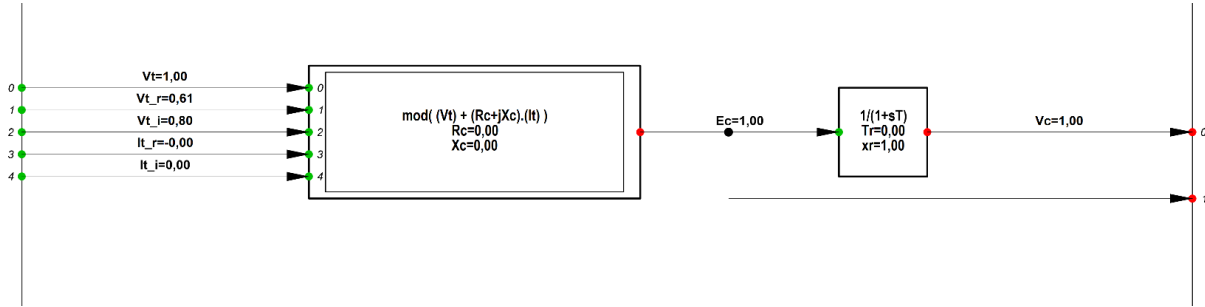


**A4.6** Diseño de modelo matemático IEEE VAR Controller Type 1

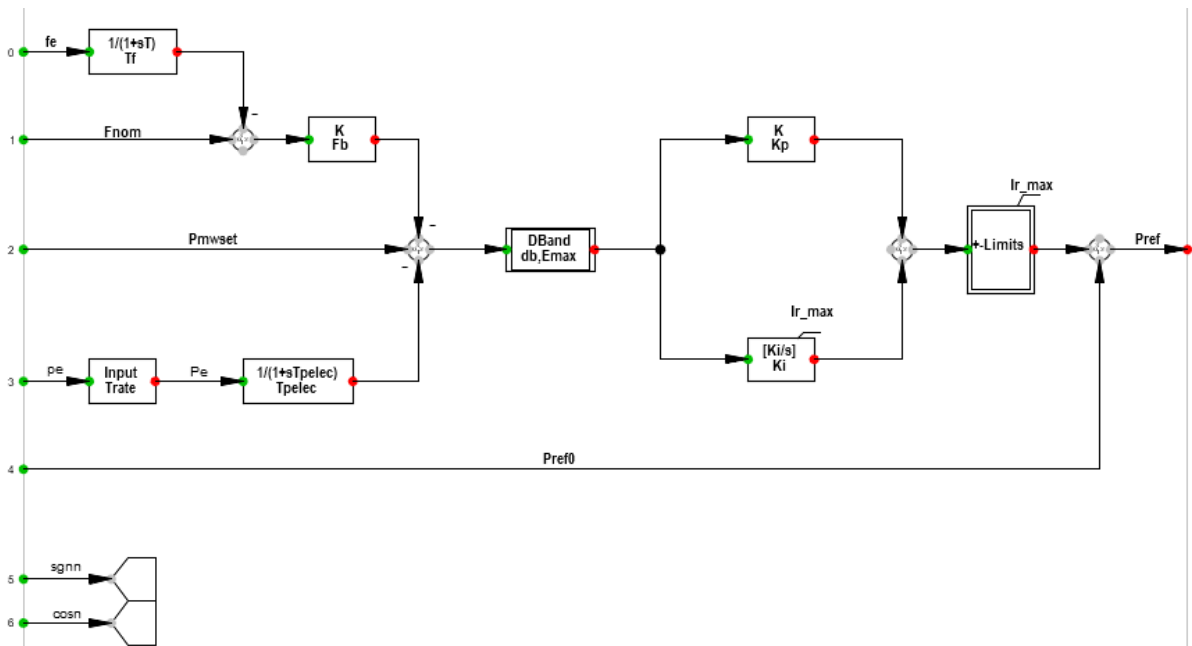




**A4.7** Diseño de modelo matemático IEEE Voltage Transducer and Current Comp

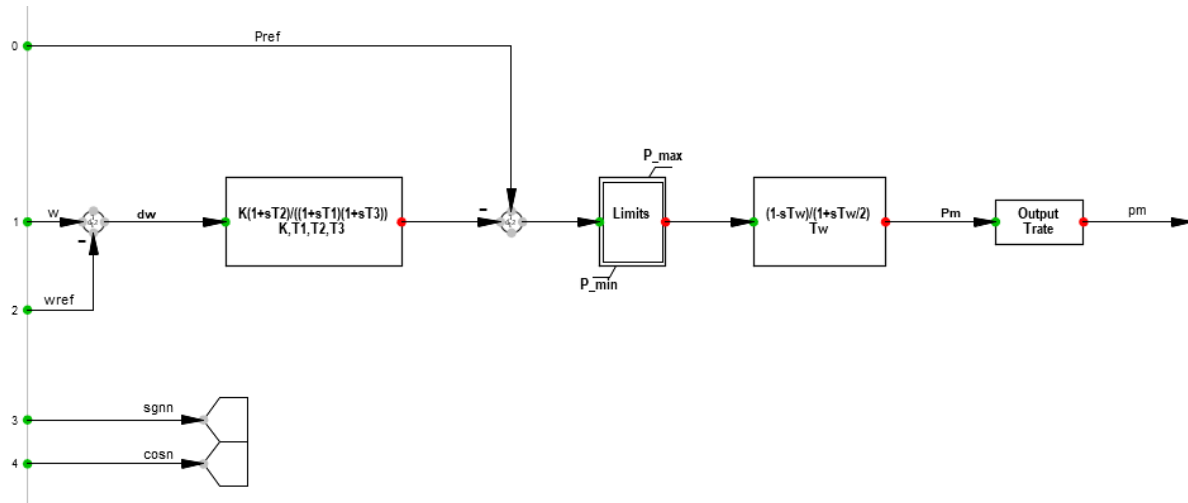


**A4.8** Diseño de modelo matemático IEEE LCFB1





### A4.9 Diseño de modelo matemático Hydro Type 2





## A5 Inicialización de variables de estado y definición de parámetros del sistema de excitación

ST10C

```

!!Autor Alberto Vilañez
!!Inicialización de variables de estado
inc(x1) = Efd /vb
inc(xv) = x1/Kr
inc(xv1) = xv
inc(xuv) = x1/Kr
inc(xuv1) = xuv
inc(xov) = x1/Kr
inc(xov1) = xov
inc(xv_pss) = 0.0
inc(xv1_pss) = 0.0
inc(Vs) = 0.0
inc(Vref) = Vc+x1/Kr
inc(dVref) = 0.0
inc(Vuel) = selfix(Vuel_in>0.5,-99999,0)
inc(Voel) = selfix(Voel_in>0.5,99999,0)
inc(Vscl_uel)=-99999
inc(Vscl_oel)=99999
inc(Vscl_sum)=0.0
!!Definición de parámetros de entrada.
vardef (Kr)='p.u.:' Regulator gain'
vardef (Tb1)='s:' Voltage regulator lag time constant 1'
vardef (Tc1)='s:' Voltage regulator lead time constant 1'
vardef (Tb2)='s:' Voltage regulator lag time constant 2'
vardef (Tc2)='s:' Voltage regulator lead time constant 2'
vardef (Tub1)='s:' UEL regulator lag time constant 1'
vardef (Tuc1)='s:' UEL regulator lead time constant 1'
vardef (Tub2)='s:' UEL regulator lag time constant 2'
vardef (Tuc2)='s:' UEL regulator lead time constant 2'
vardef (Tob1)='s:' OEL regulator lag time constant 1'
vardef (Toc1)='s:' OEL regulator lead time constant 1'
vardef (Tob2)='s:' OEL regulator lag time constant 2'
vardef (Toc2)='s:' OEL regulator lead time constant 2'
vardef(T1)='s:' Rectifier bridge equivalent time constant'
vardef (Kp)='p.u.:' Potential circuit gain coefficient'
vardef (Ki)='p.u.:' Potential circuit current gain coefficient'
vardef (Xl)='p.u.:' Potential source reactance'
vardef(thetaP)='deg:' Potential circuit phase angle'
vardef (Vb_max)='p.u.:' Maximum available exciter voltage'
vardef (Kc)='p.u.:' Rectifier loading factor'
vardef (Vr_max)='p.u.:' Maximum regulator output'
vardef (Vr_min)='p.u.:' Minimum regulator output'
vardef (Vrs_max)='u.:' Maximum PSS regulator output'
vardef (Vrs_min)='p.u.:' Minimum PSS regulator output'
vardef (Vuel_in)='0/1/2:' UEL type/position selector (0=sum, 1/2= Takeover)'
vardef (Voel_in)='0/1/2:' OEL type/position selector (0=sum, 1/2= Takeover)'
vardef (Vscl_in)='0/1/2:' SCL type/position selector (0=sum, 1/2= Takeover)'
vardef (Vs_in)='0/1/2:' PSS position selector'
vardef (Sw1)='0/1:' Power source selector'

```



### A6 Parámetros estandarizados de los elementos de Red del CompositeModel\_ST10C

#### IEEE Voltage Transducer and Current Comp

Nombre	Valor	Unidad	Tipo	Descripción
Rc	0,	[p.u.]	d	Resistive component of compensation
Xc	0,	[p.u.]	d	Reactive component of compensation
Tr	0,	[s]	d	Regulator input filter time constant

#### IEEE VAR Controller Type 1

Nombre	Valor	Unidad	Tipo	Descripción
Vit_min	0,1	[p.u.]	d	Minimum terminal current limit
Vvt_min	0,95	[p.u.]	d	Minimum terminal voltage limit
Vvt_max	1,05	[p.u.]	d	Maximum terminal voltage limit
Vvarc_bw	0,002	[p.u.]	d	VAR controller deadband
Tvarc	0,5	[s]	d	VAR controller delay time
Tq	0,	[s]	d	Reactive power transducer time constant

#### Hydro Type 2

Nombre	Valor	Unidad	Tipo	Descripción
Trate	0,	[MW]	d	Turbine rated power (0 => Trate=Prated of SG)
K	10,	[p.u.]	d	Governor gain
T1	0,25	[s]	d	Governor lag time constant
T2	0,	[s]	d	Governor lead time constant
T3	0,1	[s]	d	Gate actuator time constant
Tw	0,5	[s]	d	Water starting time
P_min	0,	[p.u.]	d	Gate minimum
P_max	1,	[p.u.]	d	Gate maximum



## IEEE UEL2C

Nombre	Valor	Unidad	Tipo	Descripción
Tup	0,01	[s]	d	UEL real power filter time constant
Tuq	0,01	[s]	d	UEL reactive power filter time constant
Tuv	0,01	[s]	d	UEL voltage filter time constant
Vbias	1,	[p.u.]	d	UEL voltage bias
k1	0,	[-]	d	Voltage exponent for real power input to UEL table
k2	0,	[-]	d	Voltage exponent for reactive power output to UEL table
Kuf	0,	[p.u.]	d	UEL excitation system stabilizer gain
Tqref	1,	[s]	d	UEL reactive power reference time constant
Kfix	1,	[p.u.]	d	UEL fixed gain reduction factor
Tadj	3,	[s]	d	UEL adjustable gain reduction time constant
Xq	0,8	[p.u.]	d	q-axis synchronous generator reactance
Sw1	0,	[0/1]	d	UEL switch for adjustable gain reduction
Kul	0,5	[p.u.]	d	UEL proportional gain
Kui	0,	[p.u./s]	d	UEL integral gain
Tu1	0,1	[s]	d	UEL lead time constant (1st block)
Tu2	0,1	[s]	d	UEL lag time constant (1st block)
Tu3	0,1	[s]	d	UEL lead time constant (2nd block)
Tu4	0,1	[s]	d	UEL lag time constant (2nd block)
Kfb	0,	[p.u.]	d	UEL gains Vfb input
Tul	0,	[s]	d	UEL filter time constant Vfb input
Vui_min	-100,	[p.u.]	d	UEL PI controls minimum output
Vuel_min2	-100,	[p.u.]	d	UEL minimum output
Vuel_min1	-100,	[p.u.]	d	UEL minimum output
Vui_max	100,	[p.u.]	d	UEL PI controls maximum output
Vuel_max2	100,	[p.u.]	d	UEL maximum output
Vuel_max1	100,	[p.u.]	d	UEL maximum output

## IEEE OEL2C (Parte 1)

Nombre	Valor	Unidad	Tipo	Descripción
Input	0,	[0/1/2]	d	OEL input signal selector
TC1	0,1	[s]	d	OEL regulator lag time constant 1
TB1	0,1	[s]	d	OEL regulators lead time constant 1
TC2	0,1	[s]	d	OEL regulator lag time constant 2
TB2	0,1	[s]	d	OEL regulators lead time constant 2
Kpoel	1,	[p.u.]	d	OEL PID regulator proportional gain
Kioel	0,	[p.u./s]	d	OEL PID regulator integral gain
Kdoel	0,	[p.u.*s]	d	OEL PID regulator differential gain
Tdoel	0,1	[s]	d	OEL PID regulator differential time constant



## IEEE OEL2C (Parte 2)

Nombre	Valor	Unidad	Tipo	Descripción
Ten	0,01	[s]	d	OEL activation delay time
Toff	5,	[s]	d	OEL reset delay time
ITHoff	0,01	[p.u.]	d	OEL reset threshold value
Ireset	100,	[p.u.]	d	OEL reset reference
Kscale	1,	[p.u.]	d	OEL input signal scaling factor
TRoel	0,01	[s]	d	OEL input signal filter time constant
Kact	1,	[p.u.]	d	OEL actual value scaling factor
TAoel	0,01	[s]	d	OEL reference filter time constant
c1	0,	[-]	d	OEL exponent for IerrInv1 calculation
K1	0,	[p.u./p.u.]	d	OEL gain for IerrInv1 calculation
c2	0,	[-]	d	OEL exponent for IerrInv2 calculation
K2	0,	[p.u./p.u.]	d	OEL gain for IerrInv2 calculation
TFcl	10,	[p.u.]	d	OEL timer reference
Kfb	0,	[p.u.]	d	OEL timer feedback gain
Sw1	0,	[0/1]	d	OEL ramp rate logic selection
Kzru	0,99	[p.u.]	d	OEL thermal reference threshold
Kru	1000,	[p.u.]	d	OEL reference ramp-up rate
Krd	-1000,	[p.u.]	d	OEL reference ramp-down rate
ITFpu	2,90312	[p.u.]	d	OEL reference for inverse time calculation
FixedRU	1,	[p.u.]	d	OEL fixed delay time output
FixedRD	-1,	[p.u.]	d	OEL fixed cooling-down time output
Voel_min1	-100,	[p.u.]	d	Minimum OEL output limit
Voel_min2	-100,	[p.u.]	d	Minimum OEL lead-lag 1 output limit
Voel_min3	-100,	[p.u.]	d	Minimum OEL PID output limit
I_lim	2,90312	[p.u.]	d	OEL thermal field current limit
T_min	0,	[p.u.]	d	OEL timer minimum level
Vinv_min	0,	[p.u.]	d	Minimum inverse time output
Voel_max1	100,	[p.u.]	d	Maximum OEL output limit
Voel_max2	100,	[p.u.]	d	Maximum OEL lead-lag 1 output limit
Voel_max3	100,	[p.u.]	d	Maximum OEL PID output limit
I_inst	4,805556	[p.u.]	d	OEL instantaneous field current limit
T_max	10,	[p.u.]	d	OEL timer maximum level
Vinv_max	0,	[p.u.]	d	Maximum inverse time output



## IEEE SCL2C (Parte 1)

Nombre	Valor	Unidad	Tipo	Descripción
Tb1oel	0,01	[s]	d	OEL regulator lag time constant 1
Tc1oel	0,01	[s]	d	OEL regulators lead time constant 1
Tb2oel	0,01	[s]	d	OEL regulator lag time constant 2
Tc2oel	0,01	[s]	d	OEL regulators lead time constant 2
Kpoel	0,5	[p.u.]	d	OEL PID regulator proportional gain
Kioel	0,	[p.u./s]	d	OEL PID regulator integral gain
Kdoel	0,	[p.u.*s]	d	OEL PID regulator differential gain
Tdoel	0,1	[s]	d	OEL PID regulator differential time constant
Tb1uel	0,1	[s]	d	UEL regulator lag time constant 1
Tc1uel	0,1	[s]	d	UEL regulator lead time constant 1
Tb2uel	0,1	[s]	d	UEL regulator lag time constant 2
Tc2uel	0,1	[s]	d	UEL regulator lead time constant 2
Kpuel	0,5	[p.u.]	d	UEL PID regulator proportional gain
Kiuel	0,	[p.u./s]	d	UEL PID regulator integral gain
Kduel	0,	[p.u.*s]	d	UEL PID regulator differential gain
Tduel	0,1	[s]	d	UEL PID regulator differential time constant
Ten_oel	0,01	[s]	d	Overexcited activation delay time
Toff	5,	[s]	d	SCL reset delay time
Ith_off	0,05	[p.u.]	d	SCL reset threshold value
Ireset	100,	[p.u.]	d	SCL reset reference
Iinst	100,	[p.u.]	d	SCL instantaneous stator current limit
Vt_reset	0,	[p.u.]	d	SCL (oel) voltage reset value
Vt_min	0,	[p.u.]	d	SCL (oel) minimum voltage reference value
Ten_uel	0,	[s]	d	Underexcited activation delay time
Iinst_uel	1,05	[p.u.]	d	Underexcited instantaneous stator current limit
Tiqoel	0,01	[s]	d	Overexcited reactive current time constant
Kiqoel	1,	[p.u.]	d	Overexcited reactive current scaling factor
Tipoel	0,01	[s]	d	Overexcited active current time constant
Kipoel	1,	[p.u.]	d	Overexcited active current scaling factor
Tiquel	0,01	[s]	d	Underexcited reactive current time constant
Kiquel	1,	[p.u.]	d	Underexcited reactive current scaling factor
Tipuel	0,01	[s]	d	Underexcited active current time constant
Kipuel	1,	[p.u.]	d	Underexcited active current scaling factor
Titscl	0,01	[s]	d	Stator current transducer time constant
Itf_pu	1,05	[p.u.]	d	SCL thermal reference for inverse time
K1	0,	[p.u./p.u.]	d	SCL gain for IerrInv1 calculation
c1	0,	[-]	d	SCL exponent for IerrInv1 calculation
K2	0,	[p.u./p.u.]	d	SCL gain for IerrInv2 calculation
c2	0,	[-]	d	SCL exponent for IerrInv2 calculation



## IEEE SCL2C (Parte 2)

Tascl	0,1	[s]	d	SCL reference filter time constant
Kpref	1,	[p.u.]	d	SCL reference scaling factor
Tscl	10,	[p.u.]	d	SCL timer reference
Fixed_ru	-0,01	[p.u.]	d	SCL fixed delay time output
Fixed_rd	1,	[p.u.]	d	SCL fixed cooling-down time output
Kfb	0,	[p.u.]	d	SCL timer feedback gain
Tvtscl	0,01	[s]	d	Terminal voltage transducer time constant
Sw1	0,	[0/1]	d	SCL ramp rate logic selection
Kzru	0,99	[p.u.]	d	SCL thermal reference threshold
Kru	1000,	[p.u.]	d	SCL reference ramp-up rate
Krd	-1000,	[p.u.]	d	SCL reference ramp-down rate
Iqmin_oel	0,02	[p.u.]	d	SCL (oel) min. reactive current reference
Iqmax_uel	-0,02	[p.u.]	d	SCL (uel) max. reactive current reference
Voel_min1	-100,	[p.u.]	d	Minimum OEL output limit
Voel_min2	-100,	[p.u.]	d	Minimum OEL lead-lag 1 output limit
Voel_min3	-100,	[p.u.]	d	Minimum OEL PID output limit
Vuel_min1	-100,	[p.u.]	d	Minimum UEL output limit
Vuel_min2	-100,	[p.u.]	d	Minimum UEL lead-lag 1 output limit
Vuel_min3	-100,	[p.u.]	d	Minimum UEL PID output limit
Ilim	1,05	[p.u.]	d	SCL thermal stator current limit
Vinv_min	0,	[p.u.]	d	SCL minimum inverse time output
T_min	0,	[p.u.]	d	SCL timer minimum level
Voel_max1	100,	[p.u.]	d	Maximum OEL output limit
Voel_max2	100,	[p.u.]	d	Maximum OEL lead-lag 1 output limit
Voel_max3	100,	[p.u.]	d	Maximum OEL PID output limit
Vuel_max1	100,	[p.u.]	d	Maximum UEL output limit
Vuel_max2	100,	[p.u.]	d	Maximum UEL lead-lag 1 output limit
Vuel_max3	100,	[p.u.]	d	Maximum UEL PID output limit
Vinv_max	0,	[p.u.]	d	SCL maximum inverse time output
T_max	10,	[p.u.]	d	SCL timer maximum level



## IEEE PSS2C

Nombre	Valor	Unidad	Tipo	Descripción
Vsi_in	1,	[1/2/3/4]	d	Signal #1 selector (see diagram)
Ks1	20,	[p.u.]	d	PSS gain
Ks3	1,	[p.u.]	d	PSS Gain on signal #2 (to ramp tracking filter)
Ks2	1,54	[p.u.]	d	Gain on signal #2
T7	10,	[s]	d	Transducer time constant
T6	0,	[s]	d	Transducer time constant
Tw1	10,	[s]	d	1st washout time constant (signal #1)
Tw2	10,	[s]	d	2nd washout time constant (signal #1)
Tw3	10,	[s]	d	1st washout time constant (signal #2)
Tw4	0,	[s]	d	2nd washout time constant (signal #2)
T8	0,3	[s]	d	Lead of ramp tracking filter
T9	0,15	[s]	d	Lag of ramp tracking filter
N	4,	[-]	d	Order of ramp tracking filter
M	2,	[-]	d	Denominator order of ramp tracking filter
T1	0,16	[s]	d	Lead compensating time constant (1st block)
T2	0,02	[s]	d	Lag compensating time constant (1st block)
T3	0,16	[s]	d	Lead compensating time constant (2nd block)
T4	0,02	[s]	d	Lag compensating time constant (2nd block)
T10	0,	[s]	d	Lead compensating time constant (3rd block)
T11	0,	[s]	d	Lag compensating time constant (3rd block)
T12	0,	[s]	d	Lead compensating time constant (4th block)
T13	0,	[s]	d	Lag compensating time constant (4th block)
Pss_on	0,	[p.u.]	d	Gen. power threshold for PSS activation
Pss_off	0,	[p.u.]	d	Gen. power threshold for PSS deactivation
Vst_min	-0,066	[p.u.]	d	Minimum PSS output
Vsi1_min	-2,	[p.u.]	d	Input signal #1 minimum limit
Vsi2_min	-2,	[p.u.]	d	Input signal #2 minimum limit
Vst_max	0,2	[p.u.]	d	Maximum PSS output
Vsi1_max	2,	[p.u.]	d	Input signal #1 maximum limit
Vsi2_max	2,	[p.u.]	d	Input signal #2 maximum limit



## IEEE LCFB1

Nombre	Valor	Unidad	Tipo	Descripción
Trate	0,	[MW]	d	Turbine rated power, base for power values
db	0,	[p.u.]	d	Controller deadband
E <sub>max</sub>	0,1	[p.u.]	d	Maximum error
F <sub>b</sub>	0,	[p.u./p.u.]	d	Frequency bias gain
K <sub>p</sub>	0,	[p.u./p.u.]	d	Proportional gain
K <sub>i</sub>	0,05	[1/s]	d	Integral gain
T <sub>pelec</sub>	2,	[s]	d	Power transducer time constant
T <sub>f</sub>	0,	[s]	d	Frequency measurement time constant
I <sub>r_max</sub>	0,05	[p.u.]	d	Maximum output