UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CARRERA DE ELECTRICIDAD

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

TEMA:

"EVALUACIÓN DE MODELOS MATEMÁTICOS DE GOBERNADORES PARA UNA UNIDAD DE GENERACIÓN DE LA CENTRAL EL AMBI."

Trabajo de titulación previo a la obtención del título Ingeniero Eléctrico

Línea de investigación: Biotecnología, energía y recursos naturales renovables

AUTOR:

Jayro Alexander Pupiales Meza

DIRECTOR:

Ing. Jhonny Javier Barzola Iza MSc.

Ibarra – Ecuador 2026

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
DIRECCIÓN DE BIBLIOTECA

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:

DATOS DE CONTACTO	
APELLIDOS Y NOMBRES:	Pupiales Meza Jayro Alexander

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	EVALUACIÓN DE MODELOS MATEMÁTICOS DE GOBERNADORES PARA UNA UNIDAD DE GENERACIÓN DE LA CENTRAL EL AMBI.
AUTOR:	Jayro Pupiales
FECHA: DD/MM/AAAA	04/11/2026
SOLO PARA TRABAJOS DE GRADO	
PROGRAMA:	■ **PREGRADO** ☐ **POSGRADO**
TITULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero Electrico
DIRECTOR /ASESOR:	Ing. Jhonny Barzola MSc. Ing. Julio Guerra MSc.

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 5 días del mes de noviembre de 2026

EL AUTOR:

Firma: Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
JAYRO ALEXANDER PUPIALES MEZA

Nombre: Jayro Alexander Pupiales Meza

CERTIFICADO DEL DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

Yo, Jhonny Javier Barzola Iza en calidad de director del señor estudiante Pupiales Meza Jayro Alexander certifico que ha culminado con las normas establecidas en la elaboración del Trabajo de Integración Curricular con el tema: "EVALUACIÓN DE MODELOS MATEMÁTICOS DE GOBERNADORES PARA UNA UNIDAD DE GENERACIÓN DE LA CENTRAL EL AMBI."

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

Validar únicamente en FirmaEC.
Firmado electrónicamente por:
JHONNY JAVIER BARZOLA IZA

.....

Ing. Jhonny Barzola MSc.

DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

Dedicatoria

Dedico este trabajo, a mis padres, por ser el pilar fundamental de mi vida, por su amor incondicional, sus sacrificios y su apoyo constante a lo largo de este camino. A mi papá, por sus enseñanzas, su ejemplo de esfuerzo y por motivarme a seguir adelante; y a mi mamá, por su amor, paciencia, comprensión y por estar siempre presente en cada momento de mi vida. Gracias a ambos por enseñarme que, con perseverancia y dedicación, es posible alcanzar cada meta.

A mis hermanas Tatiana y Andrea, por su cariño, compañía y por ser una fuente de alegría y motivación en mi vida. Gracias por estar a mi lado, por sus palabras de aliento y por formar parte de cada etapa de este camino.

Este logro también les pertenece, porque detrás de cada esfuerzo y cada paso dado están su amor, sus consejos y el apoyo que me han brindado. Con todo mi cariño, les dedico este trabajo como una pequeña muestra de gratitud por todo lo que han hecho por mí.

Agradecimiento

Expreso mi agradecimiento al Ing. Jhonny Barzola, por su orientación, paciencia y acompañamiento durante el desarrollo de este trabajo. Gracias por compartir sus conocimientos, por sus consejos y por el tiempo dedicado a guiarme en cada etapa de este proceso, contribuyendo significativamente a mi formación académica y profesional.

A Yauri, por su comprensión y apoyo incondicional. Gracias por acompañarme en los momentos difíciles, por motivarme a seguir adelante cuando las circunstancias se tornaban complicadas y por celebrar conmigo cada pequeño avance. Su compañía ha sido una fuente constante de fortaleza e inspiración durante este camino.

A mis amigos, especialmente a Imanol, por todos los momentos compartidos, las experiencias y recuerdos que, a pesar del paso del tiempo, siguen ocupando un lugar especial en mi vida. Gracias por su amistad y por haber formado parte de una etapa tan importante de mi crecimiento personal.

A los amigos que hice en la universidad, por compartir conmigo esta etapa llena de aprendizajes, desafíos y experiencias inolvidables. Gracias por su compañerismo, por el apoyo mutuo, por las palabras de aliento y por hacer que este recorrido académico fuera más llevadero y significativo.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

ÍNDICE DE FIGURAS VII
ÍNDICE DE TABLAS VIII
RESUMEN IX
ABSTRACT X
CAPITULO I 1
Introducción 1
Planteamiento del problema. 1
Formulación del problema 1
Objetivos 2
Objetivo General 2
Objetivos Específicos. 2
Alcance y Delimitación. 2
Justificación. 3
CAPÍTULO II 4
MARCO TEÓRICO 4
2.1. Antecedentes. 4
2.2. Centrales hidroeléctricas. 6
2.2.1. Principio de funcionamiento de una central hidroeléctrica. 6
2.2.2. Centrales hidroeléctricas de pequeña escala. 7
2.2.3. Componentes de una pequeña central hidroeléctrica. 7
2.2.3.1. Bocatoma. 8
2.2.3.2. Desarenador. 8
2.2.3.3. Tubería de presión. 8
2.2.4. Turbina hidráulica. 8
2.2.4.1. Turbina Kaplan. 9
2.2.4.2. Turbina Francis. 9
2.2.4.3. Turbina Pelton. 9
2.2.4.4. Turbina Turgo. 9

2.2.5. Generador síncrono. 9
2.3. La Central Hidroeléctrica El Ambi. 10
2.3.1. Características técnicas de la unidad de generación. 10
2.3.2. Tablero de control del gobernador. 11
2.4. Principios de operación y función del gobernador. 13
2.4.1. Respuesta dinámica del sistema. 13
2.5. Tipos de gobernadores. 13
2.5.1. Gobernadores Mecánicos. 14
2.5.2. Gobernadores Electrohidráulicos. 14
2.5.3. Gobernadores Digitales. 14
CAPÍTULO III 16
MATERIALES Y MÉTODOS 16
3.1 Lugar de investigación. 16
3.1.1 Datos técnicos de las unidades de generación. 17
3.1.2 Sistema de regulación de velocidad actual. 18
3.2 DigSilent Power Factory 19
3.2.1 Modelado de red equivalente de Emelnorte 19
3.3 Simulación en DSL 21
3.4 Funcionamiento de un modelo de control 22
3.5 Modelos matemáticos de control 23
3.6 Tipos de barras 25
3.7 IEEE Std 1207-2011 26
3.8 IEEE Std 125-2007 26
CAPITULO IV 27
Análisis de resultados obtenidos de simulaciones 27
4.1. Condiciones de simulación 27
4.1.1. Configuración del caso de estudio 29
4.1.2. Perturbaciones aplicadas al sistema 29
4.2. Resultados del modelo matemático Hydro2 30
4.2.1. Estructura y parámetros del modelo Hydro2 30

4.2.2. Respuesta del modelo Hydro2 ante la perturbación 33
4.3. Resultados del modelo matemático Hydro DD Governor 35
4.3.1. Estructura y parámetros del modelo Hydro DD Governor 36
4.3.2. Respuesta del modelo Hydro DD Governor ante la perturbación 39
4.4. Resultados del modelo matemático Hydro PID 41
4.4.1. Estructura y parámetros del modelo Hydro PID 42
4.4.2. Respuesta del modelo Hydro PID ante la perturbación 45
4.5. Resultados del modelo matemático Hydro LL 47
4.5.1. Estructura y parámetros del modelo Hydro LL 48
4.5.2. Respuesta del modelo Hydro LL ante la perturbación 51
4.6. Comparación de respuestas obtenidas de los modelos matemáticos 52
4.6.1. Comparación de la respuesta de frecuencia 52
4.6.2. Comparación de la potencia mecánica 54
4.6.3. Comparación del tiempo de estabilización y las oscilaciones 55
4.6.4 Comparación general de resultados. 57
4.7. Modelo de planta 57
Conclusiones 59
Recomendaciones 60
Referencias bibliográficas. 61
Anexos 65

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Proceso de conversión de energía hidráulica en energía eléctrica en una central hidroeléctrica [13]..... 7

Figura 2. Unidad 2 de generación. Fuente: Autor..... 11

Figura 3. Tablero de control principal de la Central Hidroeléctrica El Ambi. 12

Figura 4. Tablero de control del sistema hidráulico del gobernador. Fuente: Autor. 13

Figura 5. Proceso de investigación. 16

Figura 6. Casa de maquinas de la C.H. El Ambi 17

Figura 7. Red equivalente en DigSilent. 20

Figura 8. Ejemplo de modelo matematicos de control. 22

Figura 9. Flujo de potencia de red equivalente. 28

Figura 10. Diagrama de bloques del modelo Hydro 2. 31

Figura 11. Respuesta del modelo Hydro2 a incremento del 5%. 34

Figura 12. Respuesta del modelo Hydro2 a incremento del 10%. 35

Figura 13. Diagrama de bloques del modelo HydroDD. 36

Figura 14. Respuesta del modelo HydroDD a incremento del 5%. 40

Figura 15. Respuesta del modelo HydroDD a incremento del 10%. 41

Figura 16. Diagrama de bloques del modelo HydroPID..... 42

Figura 17. Respuesta del modelo HydroPID a incremento del 5%. 45

Figura 18. Respuesta del modelo HydroPID a incremento del 10%. 47

Figura 19. Diagrama de bloques del modelo HydroLL 48

Figura 20. Respuesta del modelo HydroLL al incremento del 5%. 51

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I. Datos técnicos de las unidades de generación de la central El Ambi..... 17

Tabla II. Datos para el equivalente de Thevenin..... 20

Tabla III. Descripción de modelos de gobernadores y turbinas disponibles en DigSilent PowerFactory 24

Tabla IV. Parámetros de simulación. 30

Tabla V. Parámetros modelo Hydro2 32

Tabla VI. Parámetros modelo HydroDD. 37

Tabla VII. Parámetros modelo HydroPID..... 43

Tabla VIII. Parámetros modelo HydroLL. 49

Tabla IX. Resultados de frecuencia a incremento del 5%. 53

Tabla X. Resultados de frecuencia a incremento del 10%. 53

Tabla XI. Resultados de potencia a incremento del 5% y del 10%. 54

Tabla XII. Resultados de tiempo de estabilización a incremento del 5% 55

Tabla XIII. Resultados de tiempo de estabilización a incremento del 10% 56

RESUMEN

La presente investigación evalúa el desempeño de modelos matemáticos de gobernadores hidráulicos aplicados a la unidad de generación uno de la Central Hidroeléctrica El Ambi, con el propósito de determinar cuál modelo presenta una respuesta más adecuada del sistema de regulación de velocidad ante perturbaciones de carga. Para ello, se seleccionaron cuatro modelos matemáticos de control: Hydro2, Hydro DD Governor, Hydro PID e Hydro LL, los cuales se implementaron en el software DIgSILENT PowerFactory sobre una red equivalente de Emelnorte. Cada modelo fue sometido a dos escenarios de perturbación, correspondientes a incrementos de carga del 5% y del 10%, evaluando el comportamiento de la frecuencia eléctrica, la potencia mecánica y el tiempo de estabilización. Los resultados evidenciaron que el modelo Hydro2 mantuvo estabilidad ante ambos escenarios, presentando un menor tiempo de estabilización y menores caídas transitorias de frecuencia. El modelo Hydro DD también presento una respuesta estable diferenciada por una recuperación mas lenta pero con una mayor amortiguación. Por otro lado, el modelo Hydro PID presento limitaciones ante el incremento de carga del 10%, mientras que el modelo Hydro LL no logro alcanzar un estado estable con la parametrización usada. A partir de la comparación realizada, se determino que el modelo Hydro2 presenta el comportamiento general mas favorable bajo la parametrización usada en este estudio.

Palabras clave: gobernador hidráulico, DIgSILENT PowerFactory, respuesta dinámica, regulación de velocidad.

ABSTRACT

The present research evaluates the performance of mathematical models of hydraulic governors applied to generating unit one of the El Ambi Hydroelectric Power Plant, with the purpose of determining which model provides the most suitable response of the speed regulation system under load disturbances. For this purpose, four mathematical control models were selected: Hydro2, Hydro DD Governor, Hydro PID, and Hydro LL, which were implemented in DIgSILENT PowerFactory using an equivalent representation of the Emelnorte electrical network. Each model was subjected to two disturbance scenarios corresponding to load increases of 5% and 10%, evaluating the behavior of electrical frequency, mechanical power, and settling time. The results showed that the Hydro2 model remained stable under both scenarios, presenting shorter settling times and smaller transient frequency drops. The Hydro DD model also exhibited a stable response, characterized by a slower recovery but greater damping. On the other hand, the Hydro PID model showed limitations under the 10% load increase, while the Hydro LL model failed to reach a stable condition with the parameter configuration used. Based on the comparison performed, the Hydro2 model was determined to provide the most favorable overall behavior under the parameter configuration used in this study.

Keywords: hydraulic governor, DIgSILENT PowerFactory, dynamic response, speed regulation.

CAPITULO I

Introducción

Evaluación de modelos matemáticos de gobernadores para una unidad de generación de la central el Ambi.

Planteamiento del problema.

El gobernador cumple una función crítica en las unidades de generación hidroeléctrica, es el encargado de mantener la velocidad y la frecuencia del generador de una central hidroeléctrica dentro de condiciones seguras ante variaciones de carga o perturbaciones en el sistema eléctrico.

La central hidroeléctrica El Ambi entró en operación en el año 1968, posee dos unidades de generación cada una con una potencia nominal de 4 MW, con un voltaje nominal de 4160 voltios. En la central El Ambi el gobernador impacta directamente en el sector norte.

Con el transcurso del tiempo, las condiciones en las que se configuro el gobernador pueden ser parámetros iniciales, los cuales no han sido reevaluados tomando en cuenta las variaciones debido a cambios de la demanda energética, desgaste de equipos e incluso variaciones hidrológicas. Esta situación genera la necesidad de comprobar si el modelo matemático del gobernador se comporta de forma óptima, sin presentar tiempos de estabilización excesivos o picos en la frecuencia indeseados, además de inestabilidad en condiciones específicas de operación.

Por lo tanto, es necesario realizar un estudio comparativo de diversos modelos matemáticos de gobernadores, con el objetivo de determinar cuál sería el mejor modelo matemático para representar su comportamiento, para sentar las bases para futuras optimizaciones de control que asegura una operación confiable, estable y eficiente.

Formulación del problema

¿Cuál es el modelo matemático de control de gobernador hidráulico que mejora la respuesta dinámica de una unidad de la central El Ambi?

Objetivos.

Objetivo General.

Evaluar el rendimiento de modelos de control para gobernadores mediante simulación para una unidad de generación de la central El Ambi.

Objetivos Específicos.

- Describir los modelos de control para gobernadores utilizando un generador de pequeña escala.
- Determinar la respuesta dinámica del modelo de gobernador ante perturbaciones típicas, para variables de operación.
- Realizar una evaluación técnica del modelo de planta utilizado para el control del gobernador.

Alcance y Delimitación.

La modelación matemática del gobernador de una unidad de la central El Ambi es necesario identificar los modelos matemáticos con estándares IEEE, como el estándar IEEE 1207-2011 que contiene modelos para generación a pequeña escala, al igual es indispensable detallar las etapas de generación de energía eléctrica de la central El Ambi, esto permitirá el desarrollo del modelo de gobernador más adecuado para la central El Ambi.

Para determinar la respuesta dinámica del sistema de gobernador de una unidad de generación de la central El Ambi, se recopilará información de los equipos instalados actualmente en la central, teniendo en cuenta valores eléctricos y electromecánicos relevantes. Estos datos serán indispensables para llevar a cabo la simulación del comportamiento y funcionamiento del sistema de gobernador ante variaciones de carga y fluctuaciones en el sistema, esto se llevará a cabo mediante el software DigSilent.

Justificación.

Dado que la central El Ambi entró en operación hace más de 50 años, es imprescindible comprobar si los parámetros de control con los que se configuró el gobernador y por ende el modelo matemático de control siguen ofreciendo un rendimiento óptimo ante las variaciones de demanda energética actuales y el desgaste por la operación. Un modelo matemático preciso del gobernador es indispensable para poder predecir el comportamiento del generador ante variaciones de carga y contingencias, para minimizar el riesgo de inestabilidad que podría afectar al sector norte de la red energética.

El uso de DigSilent para simulación ofrece una plataforma segura y no invasiva, para determinar el modelo que ofrece una respuesta más estable ante el comportamiento dinámico del sistema eléctrico, garantizando la estabilidad de la frecuencia y el cumplimiento de la normativa nacional.

Este proyecto determinará el modelo matemático más adecuado para una operación estable y eficiente. Además establecerá las bases técnicas para una posible modernización o actualización del sistema de control. Contribuyendo así al desarrollo del sistema energético y manteniendo la calidad de la energía en sector.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes.

La energía eléctrica es un pilar fundamental en el desarrollo de cualquier nación. En el caso de Ecuador, de acuerdo con datos del Ministerio de Ambiente y Energía [1], el país cuenta con 8.864 MW de potencia instalada, de esta potencia un 58,55% proviene de la generación hidroeléctrica, convirtiendo a las centrales hidroeléctricas en la base de la matriz energética del país. Por esta razón, deben operar en óptimas condiciones para garantizar un suministro eléctrico estable.

Dentro de este contexto de una operación óptima, varios autores han analizado la mejora de desempeño de componentes críticos de las centrales.

Por ejemplo, Vilañez en su estudio [2], realizó una propuesta técnica para reemplazar el sistema de excitación rotativa de la unidad 1 de la central El Ambi. Describió las etapas de la generación en centrales hidroeléctricas de pequeña escala y la conexión de los componentes principales. Tras la revisión literaria sobre los modelos de excitación, mediante una simulación en DigSilent determinó que le modelo ST10C es el modelo más adecuado para la central, al realizar la simulación obtuvo que este modelo demostró una eficacia y rendimiento superior, en comparación con el sistema de excitación actual de la central El Ambi.

Si bien la excitación es indispensable para el control del voltaje, la estabilidad de la potencia y la frecuencia también son importantes dependiendo del correcto modelado y funcionamiento del gobernador.

Kundur [3], en su obra "Power System Stability and Control", estableció que "la representación adecuada de los sistemas de gobierno de turbinas es esencial para el análisis de estabilidad de frecuencia. Los modelos deben capturar las no linealidades significativas y los límites prácticos de operación". Este principio evidencia la necesidad

de un estudio del modelado del gobernador, de modo que un modelado inadecuado del este componente podría llevar a fallos en el análisis de su comportamiento dinámico real.

Coronel en su estudio [4], implementó modelos de gobernador recomendados por la IEEE en dos sistemas eléctricos de potencia. El objetivo fue representar el accionar del lazo de control de frecuencia-carga, en condiciones de operación y ante una falla trifásica. Los modelos de gobernador fueron ingresados en el programa Transtab, y verificados con DSATools con la comparación de puntos iniciales de operación y respuesta a lo largo del tiempo se validó los resultados. Como resultado, la implementación de estos modelos disminuyó la desviación de la frecuencia tanto en operación normal y una contingencia.

En el estudio de Zhang [5], se desarrolla un modelo matemático de gobernador para una turbina hidráulica que incorpora un sistema de control PID junto con una válvula de conmutación. Con un modelo matemático linealizado enfocado para el software Matlab/Simulink, las simulaciones de operación sin carga y a plena carga, dio como resultado un excelente rendimiento. Estos resultados validaron que el gobernador tiene un rendimiento correcto en operación.

En el artículo [6], se desarrolla el proceso y validación de variables para el sistema de control de velocidad y turbina de la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair, el proceso de validación se realizó en el software DigSilent, mediante una identificación paramétrica, rectificando los parámetros usando el algoritmo heurístico de optimización MVMO, teniendo como base los datos del Sistema Nacional Interconectado obtenidos a partir de unidades de medición fasorial, cumpliendo con el estándar MOD-027-1 de NERC. El desarrollo del modelo para la Central Coca Codo Sinclair finalizo con la validación, que resulta ser muy eficaces desde el punto de vista económico y operativo, al evitar el paro de la central para realizar pruebas de campo.

A pesar de los avances en el modelado y control mencionados anteriormente, es importante destacar la integridad física sigue siendo un factor limitante.

Por ello, Sánchez [7], abordó en su investigación la degradación de las maquinas en la generación hidroeléctrica, el desgaste se genera simplemente por la operación de la

central, debido a las partículas sólidas presentes en el agua que chocan con las maquinas hidráulicas causando erosión. Generando daños en las agujas de las boquillas y los cangilones de las turbinas Pelton, Asimismo en los álabes y el rodete en las turbinas Francis. Con esta información el autor determinó la necesidad de desarrollar componentes y equipos con un tratamiento especial para disminuir el desgaste de las partes mecánicas y en consecuencia reduciendo su eficiencia.

2.2. Centrales hidroeléctricas.

Con el crecimiento de la población se ha impulsado el crecimiento de la demanda energética, dando lugar a la necesidad de desarrollar energías renovables. En este escenario, la energía hidroeléctrica se posiciona como una de las tecnologías más eficientes; países como Noruega e Islandia, cuentan con una matriz energética casi en su totalidad basados en este recurso [8], [9]. Las centrales hidroeléctricas operan bajo el principio de transformar la energía cinética y potencial del agua en energía mecánica, la cual se transforma en energía eléctrica mediante un generador [10].

2.2.1. Principio de funcionamiento de una central hidroeléctrica.

El funcionamiento esencial de estas centrales varía dependiendo de su configuración de captación. En las centrales hidroeléctricas de embalse se capta el agua por medio de una presa, en donde se almacena artificialmente un volumen de agua, a diferencia de una hidroeléctrica de paso en la cual se capta una fracción del caudal de un rio mediante una bocatoma [11].

Tras la captación, el agua se dirige a un desarenador para eliminar arena y sedimentos, una vez completado el paso del agua por el desarenador se canaliza por una tubería de presión hacia la turbina; esta turbina está acoplada mediante un eje al generador, el cual convierte la energía mecánica de rotación en energía eléctrica [12].

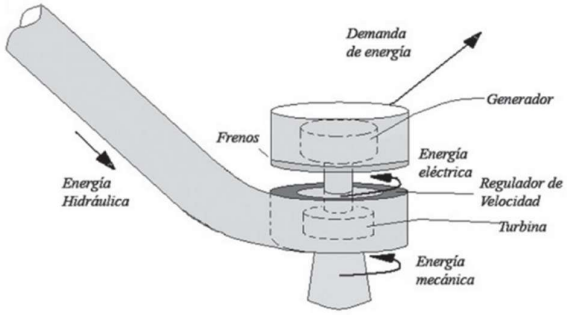


Figura 1. Proceso de conversión de energía hidráulica en energía eléctrica en una central hidroeléctrica [13].

La Figura 1 ilustra el proceso de conversión de energía en una central hidroeléctrica, donde la energía hidráulica del agua es transformada en energía mecánica mediante la turbina. Esta energía mecánica es transmitida al eje del generador, el cual convierte dicha potencia en energía eléctrica.

2.2.2. Centrales hidroeléctricas de pequeña escala.

El desarrollo de nuevos proyectos hidroeléctricos de gran escala presenta un desafío debido al elevado impacto ambiental que pueden generar, por esta razón es más complicado obtener los permisos necesarios para su construcción. En contraste, las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) surgen como una solución al problema del impacto ambiental al ser más respetuosas con el medio ambiente, además de ser una fuente de energía limpia [14].

No obstante este tipo de centrales al ser de un tamaño reducido no cuentan con una capacidad de almacenamiento de agua significativo, debido a esto su producción de energía depende directamente del caudal de los ríos. Esta característica beneficia al medio ambiente, pero reduce la flexibilidad de su operación, dando como resultado la generación de energía eléctrica de las PCH es proporcional al caudal del rio [15].

2.2.3. Componentes de una pequeña central hidroeléctrica.

Las PCH están compuestas por una serie de componentes para el aprovechamiento del recurso hídrico. Estos componentes incluyen la bocatoma, el desarenador, la tubería de presión y la casa de máquinas [13].

Es importante mencionar que en el interior de la casa de máquinas se alojan la turbina y el generador, los cuales son los responsables de transformar la energía cinética en energía mecánica rotacional y posteriormente en energía eléctrica [16].

2.2.3.1. Bocatoma.

La regulación del caudal se realiza por compuestas integradas en la estructura de captación. Al accionarse las compuertas permiten el paso controlado del agua que proviene del embalse. Debido a la gravedad el agua toma fuerza a lo largo de la tubería de presión dirigiéndose a la unidad de generación [17].

2.2.3.2. Desarenador.

Su función es filtrar los sedimentos que son transportados por el agua mediante un proceso de decantación, evitando que pasen hacia las turbinas, para evitar exponer a la turbina a erosión [17].

2.2.3.3. Tubería de presión.

La tubería de presión es un conducto de acero u otro material resistente, su función es conducir el agua desde el embalse a la casa de máquinas, aprovechando la energía potencial que se genera por la caída del agua para generar energía eléctrica [17].

2.2.4. Turbina hidráulica.

Su función es convertir la energía potencial del agua en energía mecánica, la cual se transfiere mediante un eje al generador. El agua que proviene de la tubería de presión impacta la turbina hidráulica, golpeando los álabes de la turbina, lo que genera un movimiento giratorio en el eje. Dependiendo del tipo de turbina hidráulica tiene un arreglo de aspas, palas o álabes[17].

Para obtener un rendimiento óptimo de dicha máquina se debe tomar en cuenta el flujo del agua y la altura de caída, debido a estos factores las turbinas se clasifican en dos grandes grupos: de impulso y de reacción. Por lo tanto, es crucial realizar una correcta selección de la turbina para la central hidroeléctrica para asegurar su éxito y eficiencia. A continuación se describen los principales tipos de turbinas empleados en centrales hidroeléctricas[18].

2.2.4.1. Turbina Kaplan.

Esta turbina de reacción es ampliamente utilizada en centrales hidroeléctricas en las que se tiene de media a baja altura de caída por sus características como gran caudal y álabes rotativos. Comparado con la turbina Francis, la turbina Kaplan puede adoptar un diámetro menor y una alta velocidad, lo cual permite una menor inversión en la construcción de la central hidroeléctrica [19].

2.2.4.2. Turbina Francis.

Es una máquina de reacción la cual puede ser diseñada para una amplia gama de saltos y caudales. En este tipo de turbina el agua ingresa de forma radial y sale axialmente. Su diseño incluye una carcasa espiral y paletas móviles para controlar el flujo que se dirige al rodete central [20].

2.2.4.3. Turbina Pelton.

La turbina Pelton es una de las máquinas más eficientes y utilizadas en el mundo de la generación hidroeléctrica, especialmente cuando se trata de aprovechar grandes caídas de agua con caudales relativamente pequeños. Es una turbina de acción o impulsión, lo que significa que el agua golpea directamente las cucharas del rodete a presión atmosférica, sin que la cámara de la turbina esté llena de agua. [21].

2.2.4.4. Turbina Turgo.

La turbina Turgo es una máquina de impulsión o acción, muy similar a la Pelton, pero diseñada para cerrar la brecha entre la turbina Pelton y la turbina Francis. Fue desarrollada en 1919 por la empresa Gilkes. Su principal diferencia radica en el ángulo de ataque del chorro de agua, lo que le permite manejar mayores caudales que una Pelton del mismo tamaño [22].

2.2.5. Generador síncrono.

Es una máquina eléctrica la cual convierte energía mecánica en energía eléctrica en forma de corriente alterna. Su nombre se debe a la velocidad de giro del rotor es igual a la velocidad del campo del estator. Este tipo de generador basa su funcionamiento en la ley de Faraday, el rotor o también llamado inductor al no tener la capacidad de crear su

propio campo magnético es alimentado con corriente continua, este mecanismo es conocido como la excitatriz, por otro lado el estator o inducido, contiene los devanados trifásicos de cobre, los cuales por el movimiento del campo magnético del rotor, induce un voltaje en los devanados antes mencionados [23].

En función de la aplicación y la velocidad de rotación de la turbina se puede elegir entre los dos tipos de rotor disponibles.

- Rotor de polos salientes es de un diámetro grande y corto, muy usado en centrales hidroeléctricas en las cuales la velocidad de operación no es muy alta.
- Rotor de polos lisos es de un diámetro más pequeño y más largo, por lo general es usado en termoeléctricas debido a sus altas velocidades de operación.

2.3. La Central Hidroeléctrica El Ambi.

La Central Hidroeléctrica El Ambi es una instalación de generación de energía eléctrica operada por la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (Emelnorte), ubicada en la provincia de Imbabura. A continuación se presentarán características e información relevante para el presente estudio.

2.3.1. Características técnicas de la unidad de generación.

Los hidrogeneradores de la central El Ambi emplean turbinas tipo Turgo que operan a 600 rpm, combinando la tecnología de los modelos Pelton y Francis en un sistema de tres cojinetes. Estas unidades son generadores sincrónicos trifásicos de eje horizontal que utilizan rotores de 12 polos para optimizar el rendimiento a bajas velocidades, además de estatores con bobinas conectadas a cajas de bornes para su protección diferencial.



Figura 2. Unidad 2 de generación. Fuente: Autor.

En la Figura 2 se presenta la unidad 2 de generación de la central hidroeléctrica El Ambi, es importante mencionar que al momento de la realización del presente trabajo la unidad 1 se encontraba desmontada, por lo tanto se usó una fotografía de la unidad 2 debido a que la unidad 1 y la unidad 2 son completamente idénticas constructivamente.

2.3.2. Tablero de control del gobernador.

El sistema de control del gobernador de cada unidad de generación de la Central Hidroeléctrica El Ambi está conformado por dos tableros de control, los cuales trabajan de manera coordinada para regular la velocidad de la turbina y, por ende, la frecuencia del generador.



Figura 3. Tablero de control principal de la Central Hidroeléctrica El Ambi.

La Figura 3 muestra el tablero principal el cuál incorpora un PLC de la marca Schneider, este actúa como controlador principal del sistema. Este PLC recibe las señales provenientes de los sensores de velocidad, posición y otras variables operativas relevantes de la unidad de generación. A partir de estas mediciones, el PLC ejecuta el algoritmo de control programado internamente, realizando los cálculos necesarios para determinar la acción de control requerida en función de la desviación de velocidad o frecuencia detectada.



Figura 4. Tablero de control del sistema hidráulico del gobernador. Fuente: Autor.

En la figura 4 se muestra el tablero encargado de controlar el actuador del sistemas de regulación de velocidad, su función es controlar una bomba hidráulica. Mediante la bomba antes mencionada se acciona la válvula de control de apertura, la cual permite regular el caudal que ingresa a la turbina.

2.4. Principios de operación y función del gobernador.

El gobernador es uno de los componentes más críticos de una central hidroeléctrica, ya que su función es regular la velocidad de rotación de la turbina, y por consiguiente, la del generador.

Esta regulación es indispensable en los generadores debido a que este tipo de máquinas varia su velocidad de rotación en función de la carga que estén alimentando, es decir si el generador tiene una demanda de potencia alta su velocidad de rotación tiende a bajar [23].

Ante estas variaciones, el gobernador interviene controlando el flujo de agua que impacta la turbina para compensar las variaciones de velocidad. Esto permite estabilizar tanto la frecuencia como la potencia, parámetros los cuales dependen directamente de la velocidad de rotación del generador [24].

2.4.1. Respuesta dinámica del sistema.

La respuesta dinámica se refiere a la capacidad de una unidad de generación de regresar a un estado estable tras sufrir una perturbación, que podría ser la pérdida de otra unidad de generación o un aumento súbito de la demanda, estos eventos producen un desbalance de la potencia activa generada y la demanda, lo que causa una desviación de la frecuencia de su valor nominal. El comportamiento dinámico de la frecuencia está determinado por la inercia del sistema, la cual disminuye las fluctuaciones transitorias de la frecuencia. Además, los reguladores de velocidad de la turbina conocidos como gobernadores, los cuales tiene un rol fundamental al ser los encargados de la regulación primaria de la frecuencia [25].

2.5. Tipos de gobernadores.

El gobernador es el encargado de regular la velocidad de rotación de la turbina hidráulica, con el objetivo de mantener la frecuencia en un estado estable. Esto se logra mediante la regulación de la cantidad de agua que ingresa a la turbina. A continuación se detallan los tipos de gobernadores.

2.5.1. Gobernadores Mecánicos.

En los primeros gobernadores de este tipo, la velocidad de rotación se detectaba mediante un péndulo de bolas centrifugas, conocido como flyball. En unidades de pequeña escala, la regulación de velocidad se realizaba mediante el accionamiento de motores conectados mediante correas. Con el avance de la tecnología, los gobernadores mecánicos evolucionaron, midiendo la velocidad de la máquina por medio de generadores con imanes permanentes y motores de péndulo. Asimismo la regulación de la velocidad se agilizo mediante el uso de un amortiguador mecánico llamado dashpot, mientras el estatismo se controlaba con un mecanismo de varillaje [24].

2.5.2. Gobernadores Electrohidráulicos.

Con los avances en la electrónica analógica surgieron los gobernadores electrohidráulicos, en los cuales el sensado de la velocidad, la regulación de la velocidad y la estabilización del sistema, dejan de ser controlados mecánicamente para pasar a ser controlados electrónicamente.

Por medio de electrónica se genera una señal de referencia la cual es usada para posicionar los actuadores. Al comparar dicha referencia con la señal de velocidad real, se obtiene como resultado de esta comparación una señal de error que es procesada mediante amplificadores y controladores del tipo Proporcional-Integral-Derivativo. Este proceso genera una señal eléctrica la cual es enviada a una servo válvula, la cual es la encargada de transformar una señal eléctrica en una señal hidráulica permitiendo el accionamiento de servomotores[24].

2.5.3. Gobernadores Digitales.

Con el desarrollo de la electrónica digital surgen los gobernadores digitales con microprocesadores, al igual que los controladores basados en electrónica analógica se

basan en un controlador Proporcional-Integral-Derivativo (PID). Sin embargo, en este escenario el microcontrolador ejecuta un programa el cual es el encargado de procesar las mediciones y generar las señales necesarias para realizar las acciones de control necesarias para la estabilidad del sistema [24].

Las ventajas de los gobernadores basados en microprocesadores son: la capacidad de autodiagnóstico, una mayor confiabilidad, la solidez de los parámetros establecidos ante variaciones no contempladas, la flexibilidad de cambio de parámetros o funciones mediante programación, además estos tipos de gobernadores tienen la capacidad de ser controlados y supervisados remotamente mediante un sistema SCADA [24].

Se establecieron las bases teóricas necesarias para el presente trabajo, describiendo lo que es una central hidroeléctrica y las diferentes partes que la conforman, haciendo hincapié en los tipos de turbinas hidráulicas empleadas en la generación hidroeléctrica. De igual manera se caracterizó el sistema de gobernación de la central El Ambi, junto con la función del gobernador y la clasificación de los gobernadores, lo que permite comprender su importancia en la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia. Estos conceptos son fundamentales para el desarrollo del siguiente capitulo.

CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

En este capítulo se describieron los materiales, herramientas y métodos empleados para el presente trabajo. La investigación se centró en la evaluación del desempeño de modelos matemáticos de control para el sistema regulador de velocidad de una unidad de generación de la Central Hidroeléctrica El Ambi. Además, se detallaron las características de los equipos, la metodología de recopilación de datos, modelado y simulación dinámica en el software DigSilent Power Factory.

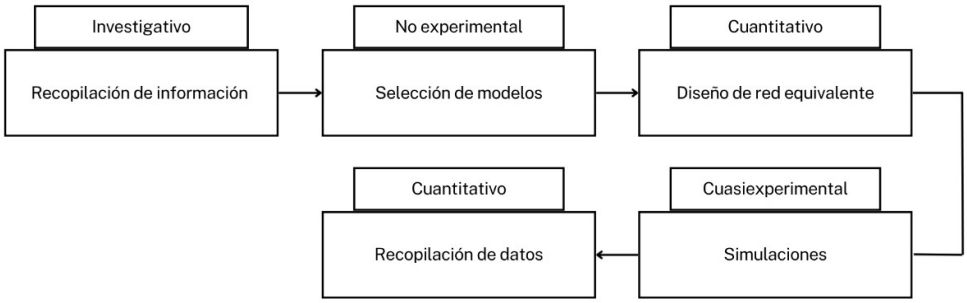


Figura 5. Proceso de investigación.

Para facilitar la comprensión del proceso de investigación, se presenta la figura 5, la cual representa un esquema que ilustra las etapas de la investigación. El proceso inicio por la recopilación de información destinada al marco teórico, seguido por la selección de los modelos matemáticos a ser evaluados concluyendo con el proceso para realizar las simulaciones para determinar la respuesta de dichos modelos.

3.1 Lugar de investigación.

La central hidroeléctrica El Ambi cuenta con una potencia nominal de 8MW, está ubicada en las inmediaciones de la vía que conecta a Ibarra con Urcuquí en la provincia de Imbabura. Esta central aprovecha el caudal del río Ambi para la generación de energía eléctrica.



Figura 6. Casa de maquinas de la C.H. El Ambi

La central dispone de dos unidades de generación, cada unidad de generación cuenta con una turbina que opera con un caudal de 3 m^3/s con una caída neta de 167 metros. El voltaje producido por las unidades de generación es de 4.16 kV, dicho voltaje es elevado a 34.5 kV mediante transformadores de 5 MVA, los cuales se encuentran en la subestación con la que cuenta la central.

3.1.1 Datos técnicos de las unidades de generación.

Las unidades instaladas en la central hidroeléctrica el Ambi, son generadores sincrónicos trifásicos conexión en "Y". Estos generadores cuentan con polos salientes, este tipo de polos son ampliamente usados en generadores de bajas revoluciones. A continuación se presentan los datos de placa de una de las unidades de generación.

Tabla I. Datos técnicos de las unidades de generación de la central El Ambi

Unidades Generadoras		
	Unidad 1	**Unidad 2**
Marca	Mather & Platt	Mather & Platt
Procedencia	Inglaterra	Inglaterra
Tipo	S21/780	S21/780

Número	498766/1	498766/2
Número de fases	3	3
Conexión	Y	Y
Potencia	4 [MW]	4 [MW]
Voltaje	4.16 [kV]	4.16 [kV]
Corriente	693 [A]	693 [A]
Factor de potencia	0.8	0.8
Frecuencia	60 [Hz]	60 [Hz]
Velocidad	600 rpm	600 rpm
Datos de campo C.C.	103 V - 213 [A]	103 V - 213 [A]
Tipo de aislamiento	Similar H	Similar H
Número de polos	12	12
Fabricación	1965	1965
Fecha de instalación	1967	1967

Nota: Los datos fueron tomados de las placas de las 2 unidades.

3.1.2 Sistema de regulación de velocidad actual.

Cada unidad de generación tiene equipada un sistema de regulación de velocidad, el cual consta de dos tableros de control. El tablero de control principal cuenta como controlador un PLC de la marca Schneider de la serie Modicon M340, encargado de realizar el control principal y realizar los cálculos necesarios para realizar los ajustes pertinentes, este PLC genera las señales de control a un segundo tablero de control.

El segundo tablero de control con el que cuenta el sistema de regulación de velocidad fue creado específicamente para esta central hidroeléctrica por la empresa L&S Electric, dicho tablero recibe las señales de control que genera el tablero principal y este se encarga de controlar los actuadores, controlando bombas hidráulicas para regular la apertura de la válvula que permite el ingreso de agua hacia la turbina, permitiendo la regulación de velocidad. Es importante mencionar que no se tiene acceso a la programación de los PLC encargados del control, debido a este inconveniente se limitó este estudio a realizar simulaciones solo con parámetros y variables específicas para esta investigación.

3.2 DigSilent Power Factory

DigSilent Power Factory es un software líder en el campo eléctrico empleado para el análisis de sistemas de generación, transmisión, distribución e industriales. Posee una amplia gama de funciones y aplicaciones incluyendo generación distribuida, energía eólica, simulación en tiempo real y monitorización de sistemas. El rol de este software en esta investigación fue:

- Modelar una red equivalente del sistema de Emelnorte.
- Simular el comportamiento de los modelos de regulación de velocidad.

3.2.1 Modelado de red equivalente de Emelnorte

Para el modelado de la red equivalente de Emelnorte, fue necesario crear un equivalente de Thevenin de todo el sistema de transmisión que se muestra en el Anexo 1. Para este proceso de modelación fue necesario simular dos corto circuitos en la barra de la SE Alpachaca uno monofásicos y uno trifásicos para obtener los datos mostrados en la Tabla II. Un parámetro para destacar para la red equivalente es la constante de tiempo de inercia H del sistema, este parámetro no lo da directamente DigSilent, para su cálculo es necesario usar la siguiente formula.

$$H = \frac{\sum(H * S)}{\sum S} * 2$$

Donde:

- H es la constante de inercia
- $\sum(H * S)$ es la sumatoria de la multiplicación de la constante de inercia de cada generador conectado a la red multiplicado por su potencia aparente.
- $\sum S$ es la sumatoria de la potencia aparente de cada generador.

Este parámetro permite representar la energía cinética almacenada en las masas rotantes y su efecto sobre la frecuencia. Esto es importante debido a que la central El Ambi no tiene la capacidad de funcionar en modo isla y no puede regular la frecuencia

por si sola por lo que se apoya con todo el sistema eléctrico interconectado para la regulación.

Tabla II. Datos para el equivalente de Thevenin

Parámetro	Dato
Sk''	133.74 [MVA]
Ik''	2.23 [kA]
R/X	0.16755
X_0/X_1	1.02325
R_0/X_0	0.047421
H	6.93962 [s]

Con el equivalente de Thevenin se modelo la red equivalente destinada a las simulaciones. En esta red se destaca el componente External Grid el cual representa de una forma sencilla todo el sistema interconectado, además el componente General Load se agregó para representar las cargas que se encuentran conectadas a la barra de la subestación Alpachaca.

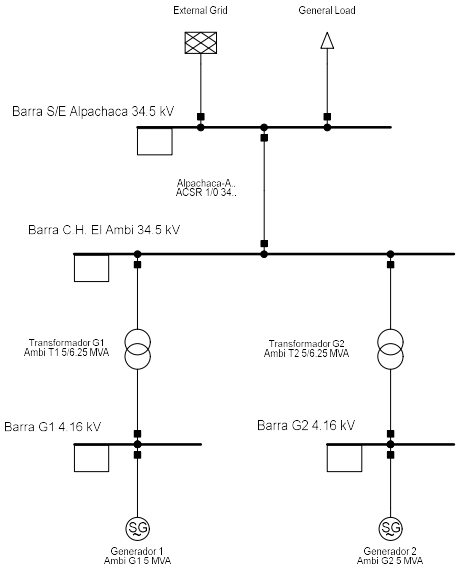


Figura 7. Red equivalente en DigSilent.

La utilización de DIgSILENT PowerFactory permitió modelar la red de Emelnorte y conectarla a la Central Hidroeléctrica El Ambi, tal como se ilustra en la Figura 7. Asimismo, esta herramienta posibilitó la simulación del comportamiento del sistema de regulación de velocidad bajo distintas condiciones operativas, generando resultados detallados y representaciones gráficas que facilitaron la evaluación de la estabilidad y el desempeño del sistema. Por lo tanto, su uso fue esencial para el análisis técnico y la fundamentación de decisiones durante el desarrollo de la presente investigación.

3.3 Simulación en DSL

DigSilent Simulation Language (DSL) es una herramienta con la que cuenta DigSilent Power Factory, es un lenguaje de programación propio de DigSilent. En el presente trabajo se utilizó para ejecutar simulaciones dinámicas del generador junto con modelos matemáticos de control de velocidad. A continuación se describe el proceso para realizar simulaciones con DSL.

1. Creación del Composite Frame: es el diagrama en el cual se muestran las conexiones entre slots los cuales contienen internamente la programación definida en el Common Model.

2. Creación del Common Model Definition: en este paso es donde se definen la programación interna de los bloques junto con la conexión entre los mismos, esta programación contiene ecuaciones o funciones definidas por el usuario. Cada uno de estos modelos debió ser asignado a un slot del Composite Frame.

3. Creación del Composite Model: aquí es donde se asigna cada Common Model a cada slot del Composite Frame. Se muestra un ejemplo en Anexo 2.

4. Se genera un modelo de planta para la máquina que en el caso de esta investigación es un generador síncrono, en el modelo de planta se asigna el Composite Frame enlazado con los Common Model. Con esto realizado, se definen los parámetros de las señales de cada Common Model.

5. Simulaciones: con el modelo de planta asignado a la máquina, se llevan a cabo las simulaciones en las cuales se define el tiempo de simulación, en este paso

se puede crear eventos que alteren las variables de las máquinas, para evaluar su respuesta ante variaciones en la operación.

3.4 Funcionamiento de un modelo de control

Un regulador de velocidad es un dispositivo que ajusta la potencia mecánica aplicada a un generador para mantener la frecuencia dentro de limites óptimos, ante variaciones de carga, a esto se le conoce como regulación primaria de frecuencia [26], [27]. La siguiente ecuación mostraría matemáticamente la variación de potencia.

$$|\Delta P| = \frac{|\Delta f| - |DB|}{60\ Hz} * \frac{Pmax}{Droop} * 100$$

Donde:

- ΔP corresponde a la variación de potencia en [MW].
- Δf representa la desviación de frecuencia en [Hz].
- DB corresponde a la banda muerta.
- Droop o más conocido como estatismo.

El modelo matemático de control es el encargado de realizar los cálculos necesarios para la regulación de la potencia mecánica. En la figura 8 se muestra un modelo genérico de control para una turbina hidráulica.

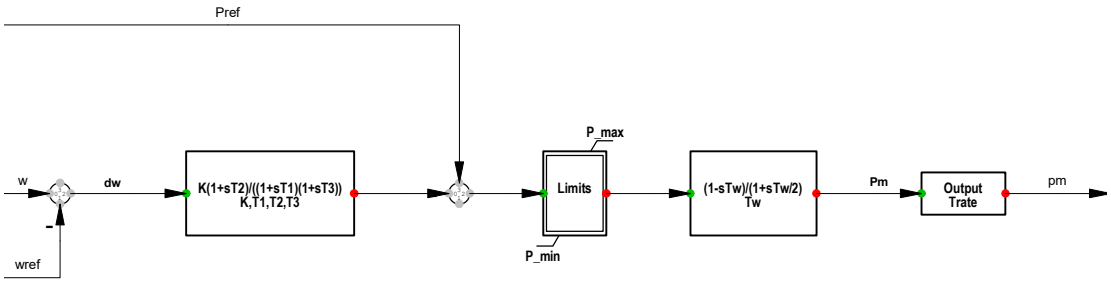


Figura 8. Ejemplo de modelo matematicos de control.

En la figura se pueden observar los elementos más comunes que suelen tener los modelos de control. A continuación se describe la función que cumple cada uno de ellos junto, extraído de [26].

- Estatismo R

Es la relación de variación de frecuencia con la potencia requerida por el gobernador. Este parámetro permite distribuir la regulación del gobernador entre varias unidades de generación conectadas al sistema para evitar que un solo controlador corrija la variación. Puede ser expresado en p.u. o en porcentaje.

$$\Delta P \approx \left(\frac{1}{R}\right) * \Delta f$$

- Control proporcional u otros tipo de control

Corrige el error de velocidad/frecuencia, en el caso de controladores PID algunos modelos modernos incluyen derivativo (D) para mejorar la respuesta rápida y evitar sobreoscilaciones.

- Banda muerta

Rango de frecuencia dentro del cual el gobernador no genera una acción de control para evitar ajustes por pequeñas variaciones o ruido eléctrico en las señales de control.

- Límites de amplitud

Limita la apertura máxima y mínima de las válvulas y la potencia mecánica entregada.

- Bloques de tiempo

Representan retrasos dinámicos de la turbina y la válvula como por ejemplo: inercia mecánica y tiempos de transporte de fluido.

3.5 Modelos matemáticos de control

En esta sección se presenta una tabla comparativa de modelos matemáticos aplicables a hidroeléctricas disponibles dentro de DigSilent. En esta comparación se muestra una

breve descripción además de casos típicos de uso. La tabla sirve como una herramienta de selección técnica para determinar qué modelo resulta más conveniente según el tipo de estudio, la información disponible de la central y el nivel de precisión requerido en la simulación.

Tabla III. Descripción de modelos de gobernadores y turbinas disponibles en DigSilent PowerFactory

Nombre del modelo	Descripción breve	Casos de uso típicos
gov_IEEE_Hydro2	Modelo hidro compacto IEEE Type 2.	Estudios preliminares, pequeñas señales, y casos con datos escasos.
pco_IEEE_HydroDD	Familia de gobernador hidro double derivative,	Unidades con gobernador digital donde se necesita mayor amortiguamiento o mejor rechazo ante oscilaciones de frecuencia/potencia.
pco_IEEE_HydroLL	Gobernador hidro lead-lag de alto orden	Gobernadores digitales sofisticados en centrales medianas/grandes, donde importa afinar fase y amortiguamiento.
pco_IEEE_HydroPID	Gobernador hidro PID	Modernización de gobernadores digitales, regulación rápida, control fino de frecuencia-potencia y unidades Kaplan/diagonales.
pco_IEEE_HydroPID_STPCTRL	Variante HydroPID con sufijo STPCTRL, es un HydroPID con acondicionamiento	Centrales que participan en AGC, control secundario, seguimiento de setpoint o que necesitan suavizar cambios de potencia.
pco_IEEE_Hydro_Mechanical	Bloque de gobernador mecánico-hidráulico	Centrales con gobernador legacy tipo dashpot, rehabilitaciones y unidades donde la lógica principal sigue siendo mecánico-hidráulica.
trb_IEEE_Hydro_General	Turbina hidro general de parámetros agregados	Cuando el OEM o un estudio previo entrega coeficientes generalizados en lugar de curvas no lineales completas.

trb_IEEE_Hydro_Linear	Turbina hidro lineal clásica para pequeñas perturbaciones.	Pequeña señal, estabilidad modal, cribado rápido de parámetros, estudios preliminares.
trb_IEEE_Hydro_Nonlinear	Turbina hidro no lineal, más apta para grandes perturbaciones y dependencia con caudal.	Rechazo de carga, isla, restauración, validación con ensayos de potencia y centrales Kaplan o Francis con curvas bien marcadas.
trb_IEEE_Hydro_Nonlinear_A	Subvariante A de turbina no lineal	Ajuste fino de curvas no lineales cuando el bloque base Hydro_Nonlinear no alcanza o cuando el fabricante entrega una estructura específica.
trb_IEEE_Hydro_Nonlinear_B	Subvariante B de turbina no lineal	Casos de ajuste fino o calibración no lineal específica.

Nota: Información obtenida de [28], [29], [30], [31], [32].

Para este estudio se seleccionaron 4 modelos de control los cuales son: Hydro2, Hydro DD Governor, Hydro PID e Hydro LL, esto modelos se eligieron debido a que presentan diferentes estructuras de control. Este selección permite compara una estructura simple, una estructura con acción derivativa, un controlador PID y un control basado en lead-lag. Ninguno de estos modelos representa al gobernador que está actualmente instalado en la Central Hidroeléctrica El Ambi.

3.6 Tipos de barras

Dependiendo del tipo de central y de su rol en el sistema eléctrico, se pueden representar de distinta manera. Las centrales de gran capacidad no solo inyectan potencia activa, sino que también sirven para regular la frecuencia y corrección de esta, además de la tensión. Por ello se suelen representar como barras PV [33],[34].

Por otro lado las centrales de baja potencia por lo general operan mediante el control de potencia activa inyectada a la red, en este tipo de centrales la tensión no es una variable de control principal. Por ello se las conoce como barra PQ con generación, debido a que se conoce la potencia activa y reactiva pero no el valor de la tensión y el ángulo los cuales se obtienen mediante el flujo de potencia [33],[34].

Para la presente investigación la C.H. El Ambi se tomó como una barra PQ con generación, debido a que se definen los valores de potencia activa y reactiva inyectado al sistema. Esta representación es la ideal debido a que la central opera inyectando a la red y no imponiendo la tensión o la frecuencia del sistema.

3.7 IEEE Std 1207-2011

El estándar IEEE Std 1207-2011 fue considerado como referencia para la aplicación, ajuste y evaluación de sistemas de regulación de velocidad. Para el presente trabajo sirvió como base para evaluar criterios como estabilidad y comportamiento ante perturbaciones [35].

3.8 IEEE Std 125-2007

El estándar IEEE Std 125-2007 es la práctica recomendada para especificaciones de equipos. Este estándar complementa al IEEE 1207, y se enfoca en la preparación de especificaciones técnicas de los gobernadores eléctricos-hidráulicos, considerando confiabilidad, redundancia, seguridad y desempeño [36].

En el Capítulo III se describieron los materiales, herramientas y métodos empleados a lo largo de esta investigación. Se describió el lugar de investigación, las características de las unidades de generación y el sistema de regulación de velocidad actual. Además, se explicó el uso de DigSilent para el modelado y simulación dinámica del sistema mediante DSL. De esta manera el capítulo estableció la base metodológica necesaria para realizar las simulaciones y comparación de las respuestas.

CAPITULO IV

Análisis de resultados obtenidos de simulaciones

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos a partir de las simulaciones dinámicas realizadas en el software DIgSILENT PowerFactory. Las simulaciones se realizaron utilizando la red equivalente de Emelnorte, la cual se encuentra conectada a la Central Hidroeléctrica El Ambi. Con el fin de evaluar el comportamiento del sistema de regulación de velocidad, se aplicaron variaciones de carga y se analizaron variables como la frecuencia, potencia mecánica y el funcionamiento del gobernador.

Para el desarrollo de las simulaciones se utilizaron cuatro modelos matemáticos de control: Hydro2, Hydro DD Governor, Hydro PID e Hydro LL. A continuación se presenta la estructura, los parámetros empleados y la respuesta obtenida ante las perturbaciones establecidas de cada modelo.

4.1. Condiciones de simulación

Para este análisis como punto inicial se estableció un despacho del 60% de la potencia aparente de la unidad de generación 1 de la Central Hidroeléctrica El Ambi, dejando como margen el 40% de la potencia aparente para absorber las variaciones de demanda, además el voltaje se estableció en 1 p.u. La carga general usada para generar las variaciones de demanda es de 0.5 MW puramente resistiva. Para este análisis se excluyó la unidad de generación 2 y el transformador 2 de la Central Hidroeléctrica El Ambi, con el propósito de analizar solamente el comportamiento del gobernador de la unidad 1 de la central, debido a esto se los inhabilito en la simulación para aislar el controlador de la unidad de generación 1.

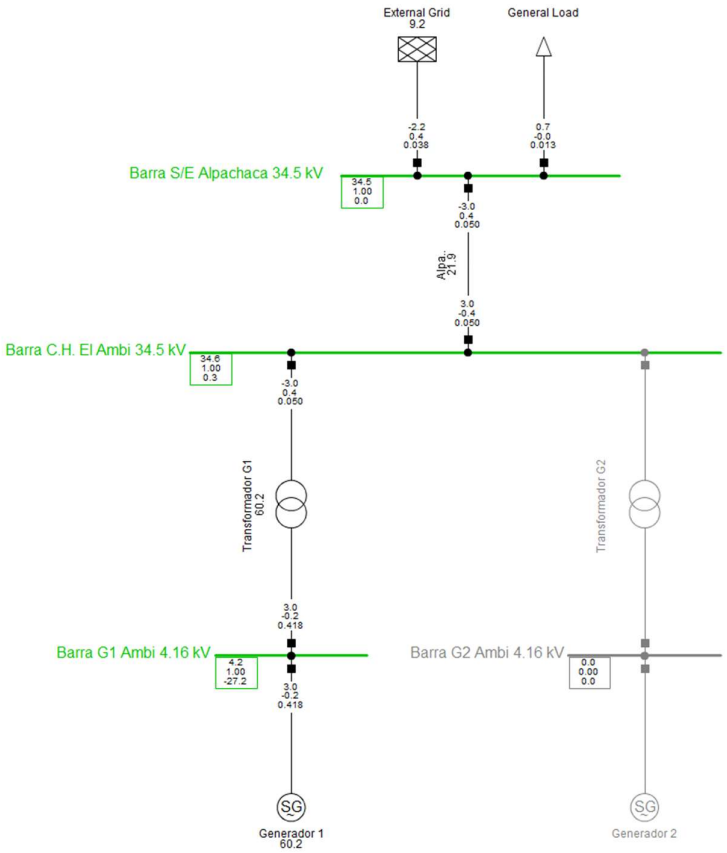


Figura 9. Flujo de potencia de red equivalente.

En la Figura 9 se puede observar el flujo de carga para verificar la operación correcta del sistema, se puede destacar que el generador está suministrando la potencia seteada, mencionada anteriormente además de un voltaje 1 p.u.

Para realizar la evaluación de los modelos matemáticos de control, se establecieron las condiciones de operación y los eventos que fueron aplicados durante las simulaciones dinámicas. Estas condiciones se mantuvieron para los modelos Hydro2, Hydro DD Governor, Hydro PID e Hydro LL, con el propósito de comparar sus respuestas bajo un mismo escenario. De esta manera, las diferencias obtenidas en las variables analizadas corresponden al comportamiento de cada modelo de gobernador y no a cambios en la configuración de la red.

4.1.1. Configuración del caso de estudio

Para el desarrollo del caso de estudio se utilizó una unidad de generación con una potencia activa nominal de 4 MW, un voltaje de 4,16 kV, una frecuencia nominal de 60 Hz y una velocidad de operación de 600 rpm. La unidad se conectó a la red equivalente mediante un transformador de 5 MVA, encargado de elevar el voltaje de generación desde 4,16 kV hasta 34,5 kV. Estos valores corresponden a las características técnicas de las unidades instaladas en la Central Hidroeléctrica El Ambi.

El modelado de la central incluyó el generador síncrono y modelos auxiliares correspondientes al sistema de excitación, el transductor de voltaje y corriente (VTC) y el sistema de estabilización de potencia, estos complementos fueron incluidos únicamente para completar la estructura del composite model y permitir la ejecución de las simulaciones dinámicas de forma correcta. Los sistemas antes mencionados se mantuvieron constantes y no forman parte del estudio del presente trabajo. Los parámetros y configuraciones de estos elementos auxiliares se presentan en los anexos A7 a A15. Con respecto al regulador de velocidad. Para cada simulación se modificó únicamente el modelo matemático del gobernador, mientras que los demás componentes, parámetros eléctricos y condiciones iniciales se mantuvieron constantes.

4.1.2. Perturbaciones aplicadas al sistema

Para analizar la respuesta dinámica de los modelos matemáticos se usó 2 escenarios diferentes para generar perturbaciones en las condiciones de operación del sistema. Estos eventos produjeron un desbalance entre la potencia generada y la potencia demandada, provocando una variación transitoria de la velocidad y frecuencia de la unidad. Ante esta condición, el gobernador actuó sobre la potencia mecánica de la turbina con el objetivo de reducir la desviación y llevar al sistema hacia un nuevo estado estable.

Los mismos escenarios se aplicaron a los modelos Hydro2, Hydro DD Governor, Hydro PID e Hydro LL. Los eventos se configuraron en el mismo instante y con la misma magnitud para todos los casos. Esto permitió observar las diferencias en la rapidez de respuesta, el nivel de oscilación y el tiempo requerido por cada modelo para estabilizar

las variables de operación. En la Tabla IV se muestran los parámetros de la perturbación aplicada al sistema.

Tabla IV. Parámetros de simulación.

Parámetro	Valor
Potencia nominal de la unidad	4 MW
Voltaje nominal	4,16 kV
Frecuencia nominal	60 Hz
Velocidad nominal	600 rpm
Potencia inicial	3 MW
Escenario 1	+5% de carga
Escenario 2	+10% de carga
Tiempo de aplicación del evento	25 s
Tiempo total de simulación	250 s
Tipo de perturbación	Aumento de carga

La Tabla IV presenta las principales condiciones utilizadas durante las simulaciones, estos valores se mantuvieron constantes para los cuatro modelos de gobernador

4.2. Resultados del modelo matemático Hydro2

El modelo gobernador Hydro2 representa de manera simplificada el funcionamiento del gobernador y la turbina hidráulica de una unidad de generación. Este modelo permite analizar la variación de la potencia mecánica ante cambios en la velocidad del generador. Debido a que cuenta con una estructura compacta y una cantidad reducida de parámetros, puede ser utilizado cuando no se dispone de información detallada del sistema de regulación instalado en la central.

4.2.1. Estructura y parámetros del modelo Hydro2

Para comprender el funcionamiento del modelo Hydro2, en la Figura 10 se presenta su estructura interna disponible en DIgSILENT PowerFactory. En ella se observan las señales de entrada, los bloques de control, los límites de operación y la representación dinámica de la turbina hidráulica.

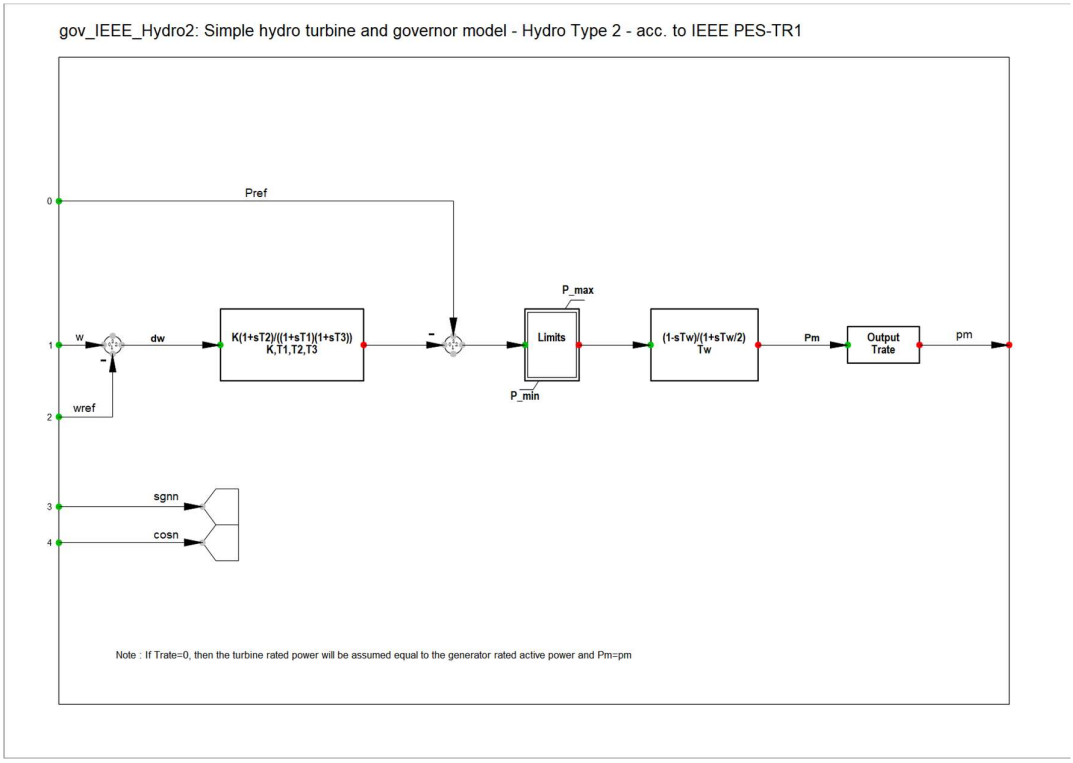


Figura 10. Diagrama de bloques del modelo Hydro 2.

En la Figura 10 se observa que las señales de velocidad medida, representada por w, y velocidad de referencia, representada por wref, ingresan a un bloque de comparación. Como resultado se obtiene la desviación de velocidad dw, la cual representa el error que debe ser corregido por el gobernador.

La señal de error ingresa al bloque principal de control, cuya función de transferencia está definida por la ganancia K y las constantes de tiempo T1, T2 y T3. La constante T1 representa el retraso del gobernador, mientras que T2 corresponde al efecto de adelanto de la señal de control. Por otro lado, T3 representa la respuesta dinámica del actuador encargado de modificar la posición de la compuerta.

Después del bloque de control se incorpora la señal de referencia de potencia Pref. Esta señal se combina con la salida del gobernador para establecer la orden de potencia que debe ser aplicada a la turbina. Posteriormente, la señal pasa por un bloque de límites,

el cual restringe su valor entre P_min y P_max. Estos límites representan la apertura mínima y máxima permitida para la compuerta de la turbina.

La salida del limitador ingresa al bloque que representa el comportamiento dinámico del agua y de la turbina hidráulica. Este bloque utiliza la constante Tw, denominada tiempo de arranque del agua, la cual representa el efecto de la inercia del agua dentro de la tubería de presión. La señal obtenida se transforma en potencia mecánica mediante el bloque Output Trate, dando como resultado la variable de salida pm.

Para realizar la simulación se definieron los parámetros presentados en la Tabla V. Los valores corresponden a la configuración utilizada para la simulación, es importante mencionar que todos los parámetros son específicos para la presente investigación.

Tabla V. Parámetros modelo Hydro2

Parámetro	Valor	Unidad	Descripción	Procedencia
Trate	4	MW	Potencia nominal de la turbina	Dato de la unidad
K	36	p.u.	Ganancia del gobernador	Parámetro ajustado
T1	0,25	s	Constante de tiempo de retraso del gobernador	Parámetro ajustado
T2	0	s	Constante de tiempo de adelanto del gobernador	Parámetro ajustado
T3	0,1	s	Constante de tiempo del actuador de la compuerta	Parámetro ajustado
Tw	0,5	s	Tiempo de arranque del agua	Parámetro ajustado

P_min	0	p.u.	Límite mínimo de la compuerta	Valor de biblioteca
P_max	1	p.u.	Límite máximo de la compuerta	Valor de biblioteca

La potencia nominal de la turbina se estableció en 4 MW, valor correspondiente a la potencia de una unidad de generación de la Central Hidroeléctrica El Ambi. La ganancia del gobernador se fijó en 36 p.u., mientras que las constantes de tiempo permitieron representar la respuesta del controlador, el actuador y el movimiento del agua. Los límites de la compuerta fueron establecidos entre 0 y 1 p.u., representando un rango de operación entre la posición mínima y la apertura máxima permitida.

4.2.2. Respuesta del modelo Hydro2 ante la perturbación

En la Figura 11 se presenta la respuesta dinámica de la frecuencia eléctrica y la potencia mecánica de la turbina correspondiente al primer escenario de estudio, el cual consiste en un aumento de carga del 5% aplicado en el segundo $t = 25$. Este evento produce un desbalance transitorio entre la potencia generada por la unidad y la demandada del sistema, permitiendo la acción de control del modelo matemático.

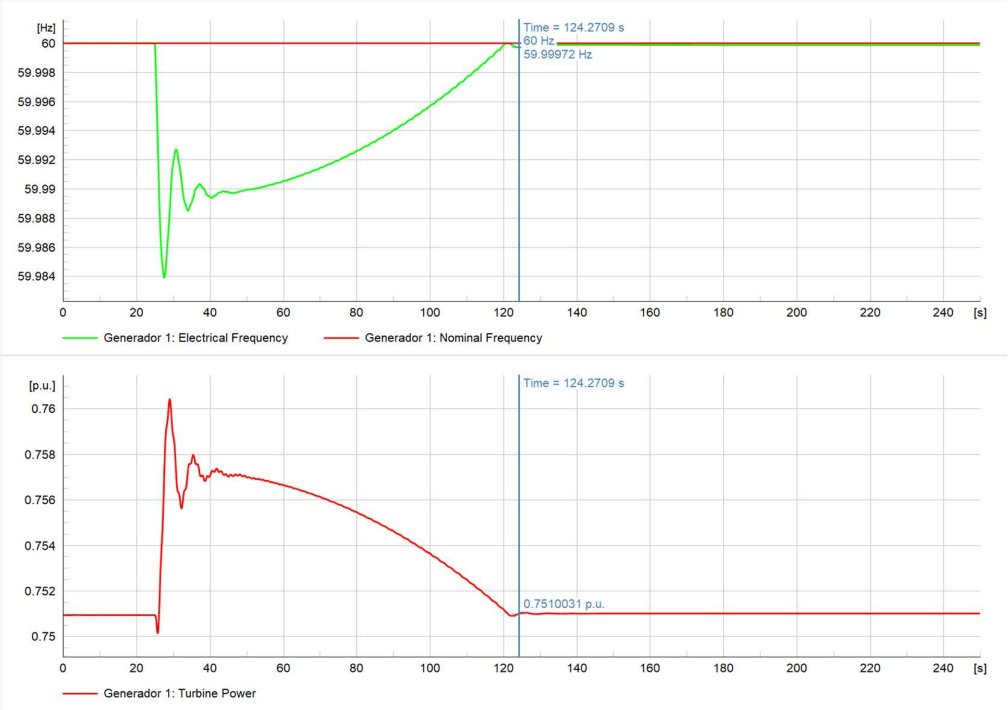


Figura 11. Respuesta del modelo Hydro2 a incremento del 5%.

Se observa que, en condiciones iniciales, el sistema opera en un estado estable a la frecuencia nominal de 60 Hz y una potencia en la turbina de 0.75 p.u. En el instante de la perturbación, el aumento repentino de demanda provoca una caída inmediata de la frecuencia eléctrica, alcanzando su valor mínimo en aproximadamente 59.984 Hz. Tras este descenso, el gobernador actúa aumentando la potencia en la turbina alcanzando un valor de 0.76 p.u. aproximadamente para contrarrestar la variación. Con esta acción la frecuencia se recupera y se estabiliza de nuevo en 60 Hz además la potencia de la turbina se estabiliza en 0.751 p.u. en el tiempo $t = 124.27$ s. Retornando a un valor aproximado al nominal sin presentar un error en estado estable, esto se debe al soporte brindado por la red equivalente del sistema interconectado representado por el componente External Grid, la cual absorbe la desviación a largo plazo.

En la Figura 12 se expone el comportamiento dinámico de la frecuencia eléctrica y la potencia mecánica de la turbina tras someter al sistema a un incremento repentino de carga del 10% en el segundo $t = 25$. Este evento produce un desbalance pronunciado

entre la potencia generada por la unidad y la demandada por el sistema, lo que permite evaluar la robustez de la acción de control del modelo matemático.

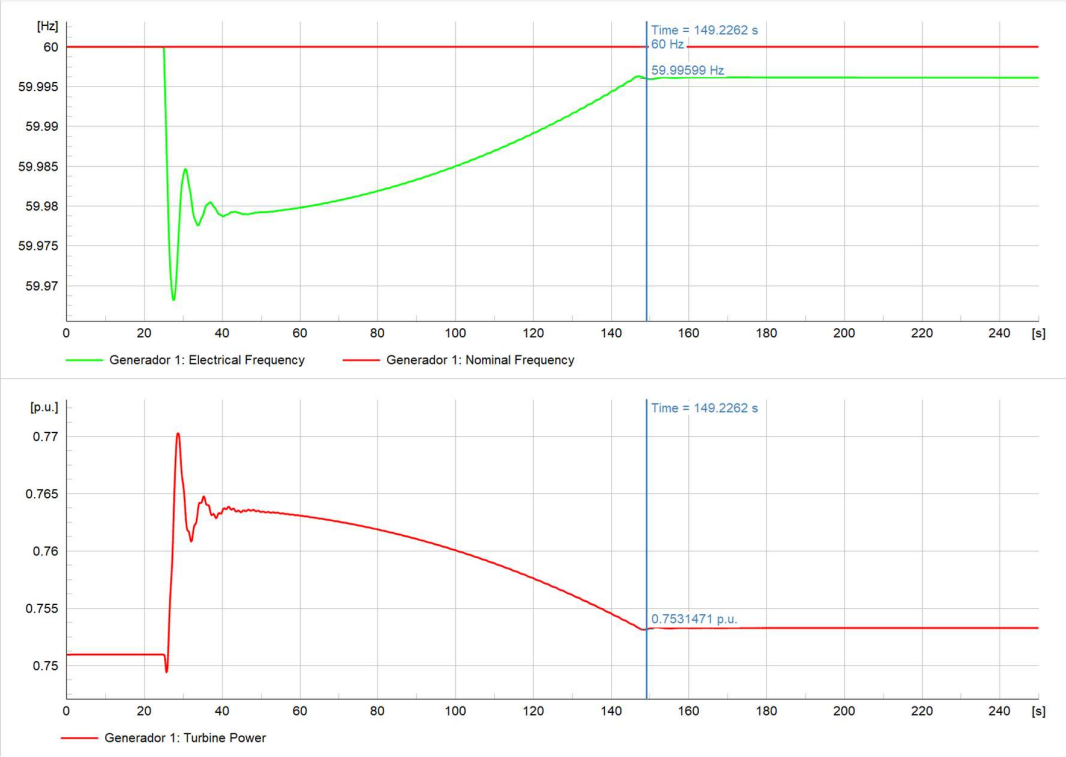


Figura 12. Respuesta del modelo Hydro2 a incremento del 10%.

El sistema inicia operando en un estado estable a frecuencia nominal y potencia inyectada a la turbina de 0.75 p.u. Ante la exigencia repentina de la carga en $t = 25$ s, la frecuencia eléctrica experimenta una caída rápida, alcanzando un valor de 59.968 Hz. La acción del gobernador aumentando la potencia inyectada a la turbina alcanzando un valor de 0.77 p.u. y el soporte inercial brindado por la red equivalente generan una respuesta oscilatoria. Como resultado de este proceso, la frecuencia se restablece a un valor de 59.995 Hz y la potencia de la turbita se estabiliza en 0.753 p.u. en el tiempo $t = 149.22$ s. Se puede apreciar un muy ligero error en estado estable en comparación con el escenario anterior, atribuible a la mayor magnitud de esta perturbación.

4.3. Resultados del modelo matemático Hydro DD Governor

El modelo Hydro DD Governor representa un sistema de regulación de velocidad para turbinas hidráulicas mediante una estructura de doble derivación. Su función es procesar la diferencia entre la velocidad de referencia y la velocidad medida del generador, con el objetivo de generar una señal que permita controlar la apertura de la compuerta. De esta manera, el gobernador modifica el ingreso de agua hacia la turbina para compensar las variaciones de velocidad producidas por cambios en las condiciones de operación. Este modelo incorpora una acción integral y dos bloques derivativos, los cuales permiten responder ante cambios rápidos de la velocidad.

4.3.1. Estructura y parámetros del modelo Hydro DD Governor

Para comprender el funcionamiento del modelo Hydro DD, en la Figura 13 se presenta su estructura interna disponible en DIgSILENT PowerFactory. En ella se observan las señales de entrada, los bloques derivativos, la acción integral, la realimentación del estatismo y el sistema encargado de controlar la apertura de la compuerta.

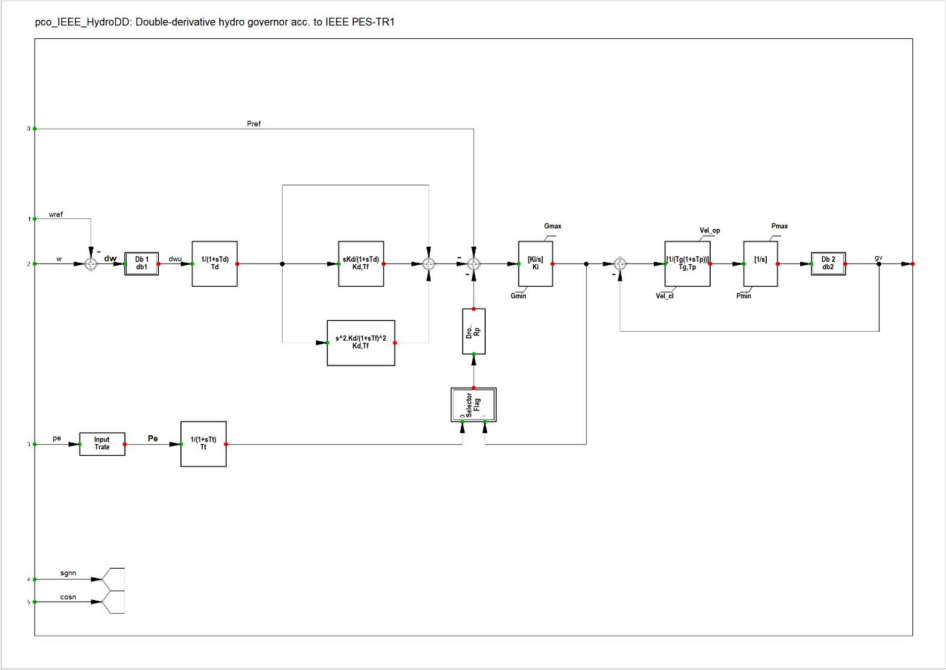


Figura 13. Diagrama de bloques del modelo HydroDD.

En la Figura 13 se observa que la señal de velocidad de referencia, representada por wref, se compara con la señal de velocidad medida del generador, representada por w. Como resultado de esta comparación se obtiene la desviación de velocidad dw, la cual representa el error que debe ser corregido por el gobernador. Esta señal pasa por una banda muerta definida mediante el parámetro db1, cuya función es evitar la actuación del sistema ante variaciones pequeñas de velocidad.

Después de la banda muerta, la señal pasa por un filtro de entrada definido mediante la constante de tiempo Td. Posteriormente, la señal se divide hacia dos bloques derivativos. El primer bloque utiliza la ganancia Kd y la constante de tiempo Tf para generar una acción de respuesta ante la variación del error. El segundo bloque incorpora una segunda acción derivativa, permitiendo que el modelo responda ante cambios más rápidos de la velocidad.

Las señales generadas por los bloques derivativos se combinan con la señal principal del controlador. Incorporándose a la referencia de potencia Pref y la señal correspondiente al estatismo permanente. El parámetro Rp relaciona la variación de velocidad con el cambio requerido en la potencia de la unidad, permitiendo que el gobernador alcance un nuevo punto de operación después de una perturbación.

Para realizar la simulación se definieron los parámetros presentados en la Tabla VI. Los valores corresponden a la configuración utilizada para la simulación. Estos parámetros son empleados específicamente para este estudio

Tabla VI. Parámetros modelo HydroDD.

Parámetro	Valor	Unidad	Descripción	Procedencia
Trate	4	MW	Potencia nominal de la turbina	Dato de la unidad
Rp	0,05	p.u.	Estatismo permanente	Valor de biblioteca
Flag	1	—	Selección de realimentación mecánica	Valor de biblioteca

Tt	0,5	s	Constante de tiempo de medición de potencia	Parámetro ajustado
db1	0	p.u.	Banda muerta de la señal de velocidad	Valor de biblioteca
Td	0,1	s	Constante de tiempo del filtro de entrada	Valor de biblioteca
Kd	5	p.u.	Ganancia derivativa	Parámetro ajustado
Tf	0,25	s	Constante de tiempo de la acción derivativa	Parámetro ajustado
Ki	0,2	p.u.	Ganancia integral	Parámetro ajustado
Tg	0,1	—	Inverso de la ganancia del servomotor	Valor de biblioteca
Tp	0	s	Constante de tiempo del servomotor	Valor de biblioteca
db2	0	p.u.	Banda muerta de la señal de salida	Valor de biblioteca
Gmin	0	p.u.	Límite mínimo de salida del gobernador	Valor de biblioteca
Gmax	1	p.u.	Límite máximo de salida del gobernador	Valor de biblioteca
Vel_cl	−1	p.u./s	Velocidad máxima de cierre de la compuerta	Valor de biblioteca
Vel_op	1	p.u./s	Velocidad máxima de apertura de la compuerta	Valor de biblioteca

Pmin	0	p.u.	Apertura mínima de la compuerta	Valor de biblioteca
Pmax	1	p.u.	Apertura máxima de la compuerta	Valor de biblioteca

La potencia nominal de la turbina se estableció en 4 MW, valor correspondiente a una unidad de generación de la Central Hidroeléctrica El Ambi. El estatismo permanente se fijó en 0,05 p.u., mientras que la ganancia derivativa se estableció en 5 p.u. y la ganancia integral en 0,2 p.u.

4.3.2. Respuesta del modelo Hydro DD Governor ante la perturbación

En la Figura 14 se presenta el comportamiento de la frecuencia eléctrica y la potencia de la unidad ante un aumento de carga del 5% aplicado en el segundo $t = 25$. Este evento ocasiona un desbalance transitorio entre la generación y la demanda, lo que permite evaluar el nivel de amortiguamiento y la respuesta de la estructura de doble derivación que caracteriza a este modelo matemático.

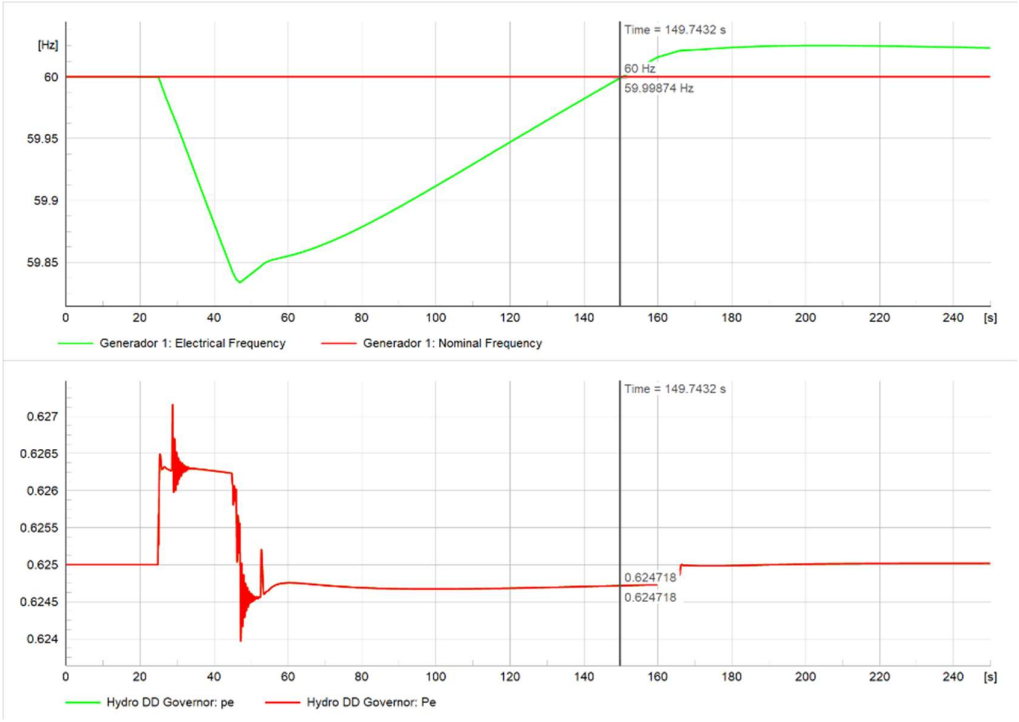


Figura 14. Respuesta del modelo HydroDD a incremento del 5%.

El sistema parte de un estado de operación estable a la frecuencia nominal y una potencia de 0.625 p.u. Con el incremento súbito de la demanda, la frecuencia desciende de manera progresiva hasta alcanzar un punto mínimo aproximado de 59.83 Hz cerca del segundo $t = 47$. Para corregir este descenso el modelo incrementa de manera abrupta la potencia inyectada a la turbina alcanzando un valor pico de 0.627 p.u. que va disminuyendo a lo largo del tiempo, el gobernador realiza esta acción para reestablecer la frecuencia. Este modelo presenta una recuperación de forma más suave y directa, reestableciendo la frecuencia a 60 Hz en el segundo $t = 149.74$ no obstante se estabiliza en 60.02 Hz lo cual genera un pequeño error al valor nominal.

Por otro lado Figura 15 se presenta la respuesta del modelo Hydro DD ante el segundo escenario en el que se aplica un aumento de carga del 10% aplicado en el segundo t = 25. Con esto se genera un desbalance entre la energía generada y la demanda, permitiendo la evaluación de la respuesta del modelo.

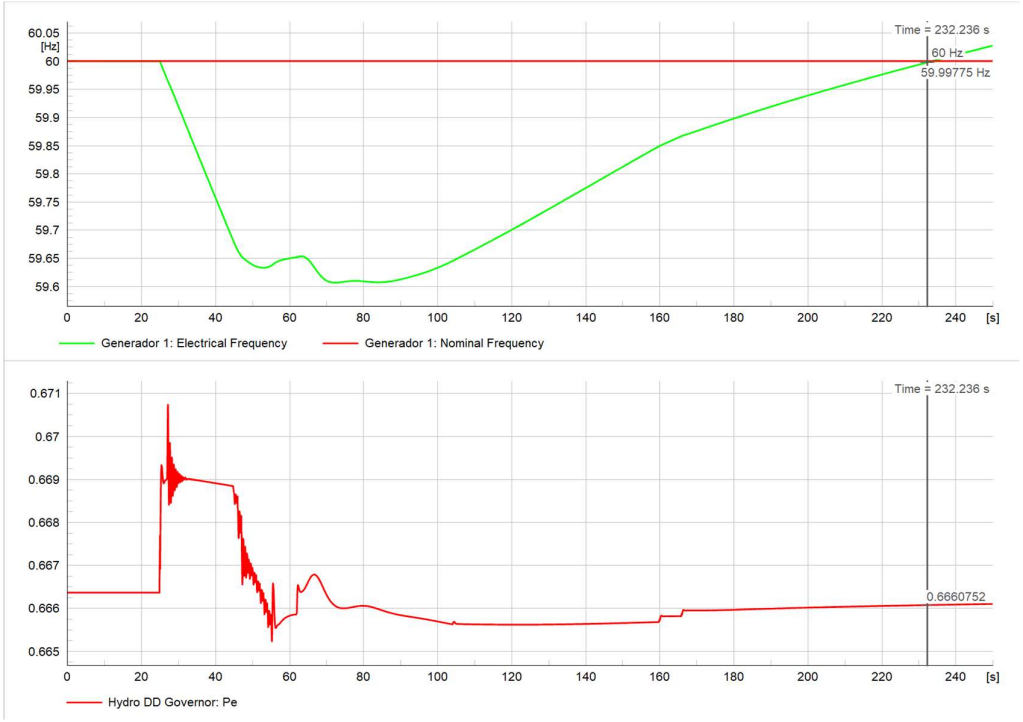


Figura 15. Respuesta del modelo HydroDD a incremento del 10%.

Se aprecia que el sistema parte en un estado estable con 60 Hz y una potencia inicial de 0.66 p.u. Al registrarse la perturbación en el segundo $t = 25$, el gobernador reacciona exigiendo un incremento abrupto de potencia, alcanzando un pico transitorio cercano a 0.671 p.u. Durante estos primeros instantes, la señal de potencia presenta fluctuaciones rápidas, comportamiento que se atribuye a la alta sensibilidad de los bloques derivativos ante cambios bruscos en el error de velocidad. Conforme la frecuencia transita hacia su valor nominal, el control de potencia experimenta una caída pronunciada, acompañada de oscilaciones transitorias, hasta que la acción de control logra atenuar dichas variaciones de manera gradual, el gobernador estabiliza la potencia de la turbina a un valor de 0.666 p.u. en el segundo $t = 232.236$ s, reestableciendo la frecuencia a su valor nominal.

4.4. Resultados del modelo matemático Hydro PID

El modelo Hydro PID representa un sistema de regulación de velocidad para una turbina hidráulica mediante un controlador proporcional, integral y derivativo. Su función es procesar la diferencia entre la velocidad de referencia y la velocidad medida del

generador, con el objetivo de generar una señal que permita modificar la apertura de la compuerta. De esta manera, el gobernador regula el ingreso de agua hacia la turbina y contribuye a mantener la velocidad de la unidad ante variaciones en las condiciones de operación.

A diferencia del modelo Hydro2, el modelo Hydro PID incorpora una estructura de control más completa, debido a que utiliza las acciones proporcional, integral y derivativa. Además, incluye el estatismo permanente, la realimentación de potencia, los límites de apertura y las velocidades máximas de apertura y cierre de la compuerta.

4.4.1. Estructura y parámetros del modelo Hydro PID

Para comprender el funcionamiento del modelo Hydro PID, en la Figura 16 se presenta su estructura interna disponible en DIgSILENT PowerFactory. En ella se observan las señales de entrada, el controlador PID, los bloques de realimentación, los límites del gobernador y la representación del servomotor encargado de controlar la apertura de la compuerta.

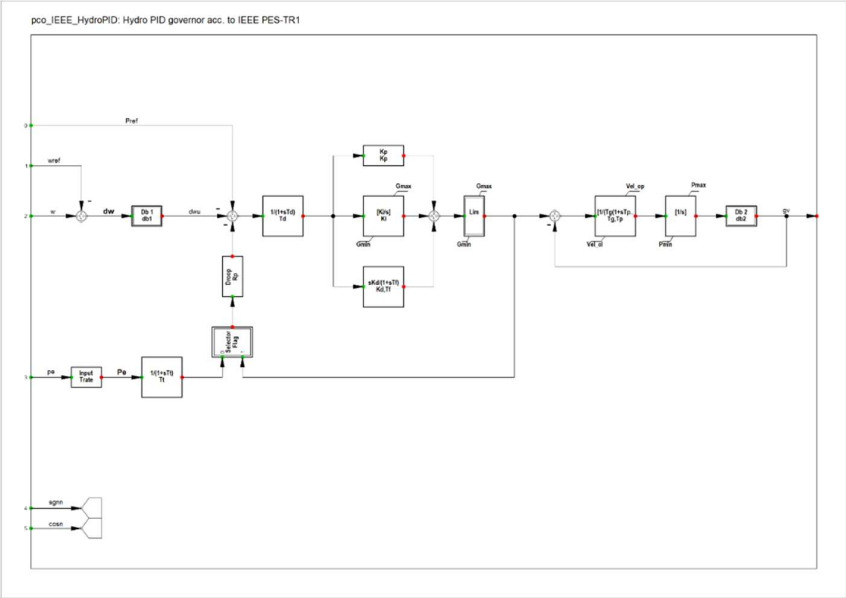


Figura 16. Diagrama de bloques del modelo HydroPID.

Se observa que las señales de velocidad de referencia, representada por wref, y velocidad medida del generador, representada por w, ingresan a un bloque de comparación. Como resultado se obtiene la desviación de velocidad dw, la cual representa el error que debe ser corregido por el gobernador. Esta señal pasa por una banda muerta definida mediante el parámetro db1, cuya función es evitar la actuación del controlador ante variaciones pequeñas de velocidad.

Posteriormente, la desviación de velocidad se combina con la referencia de potencia Pref y con la señal de realimentación del estatismo. Para obtener esta realimentación, la potencia eléctrica pe es ajustada de acuerdo con la potencia nominal de la turbina y pasa por un bloque de medición definido mediante la constante de tiempo Tt. El parámetro Flag permite seleccionar si el estatismo utiliza como realimentación la potencia eléctrica o la señal mecánica. En la configuración utilizada, este parámetro tiene un valor de 1, por lo que la realimentación se realiza a partir de la potencia eléctrica.

En la Tabla VII se exponen los parámetros usado para este estudio, Es importante mencionar que todas las variables son específicas para el presente estudio.

Tabla VII. Parámetros modelo HydroPID.

Parámetro	Valor	Unidad	Descripción	Procedencia
Trate	4	MW	Potencia nominal de la turbina	Dato de la unidad
Rp	0,05	p.u.	Estatismo permanente	Valor de biblioteca
Flag	1	—	Selección de realimentación mediante potencia eléctrica	Valor de biblioteca
Tt	0,5	s	Constante de tiempo de medición de potencia	Parámetro ajustado
db1	0	p.u.	Banda muerta de la señal de velocidad	Valor de biblioteca

Td	0,1	s	Constante de tiempo del filtro de entrada	Valor de biblioteca
Kp	2	p.u.	Ganancia proporcional	Parámetro ajustado
Ki	0,2	p.u.	Ganancia integral	Parámetro ajustado
Kd	0,1	p.u.	Ganancia derivativa	Parámetro ajustado
Tf	0,1	s	Constante de tiempo de la acción derivativa	Parámetro ajustado
Tg	0,5	—	Inverso de la ganancia del servomotor	Valor de biblioteca
Tp	0,1	s	Constante de tiempo del servomotor	Valor de biblioteca
db2	0	p.u.	Banda muerta de la señal de salida	Valor de biblioteca
Gmin	0	p.u.	Salida mínima del gobernador	Valor de biblioteca
Gmax	1	p.u.	Salida máxima del gobernador	Valor de biblioteca
Vel_cl	−0,3	p.u./s	Velocidad máxima de cierre de la compuerta	Valor de biblioteca
Vel_op	0,3	p.u./s	Velocidad máxima de apertura de la compuerta	Valor de biblioteca
Pmin	0	p.u.	Apertura mínima de la compuerta	Valor de biblioteca
Pmax	1	p.u.	Apertura máxima de la compuerta	Valor de biblioteca

La potencia nominal de la turbina se estableció en 4 MW, el estatismo permanente se fijó en 0,05 p.u., mientras que el controlador utilizó una ganancia proporcional de 2 p.u., una ganancia integral de 0,2 p.u. y una ganancia derivativa de 0,1 p.u.

4.4.2. Respuesta del modelo Hydro PID ante la perturbación

La Figura 17 muestra el comportamiento del modelo Hydro PID ante un aumento de carga del 5% aplicado en el segundo $t = 25$. Con el fin de generar un desbalance entre la potencia generada y la demanda, permitiendo analizar el comportamiento del gobernador ante una contingencia. Para este caso en específico se optó por aumentar 50 segundos el tiempo de simulación con el objetivo de analizar si el modelo matemático lograba restablecer a la frecuencia a valor nominal.

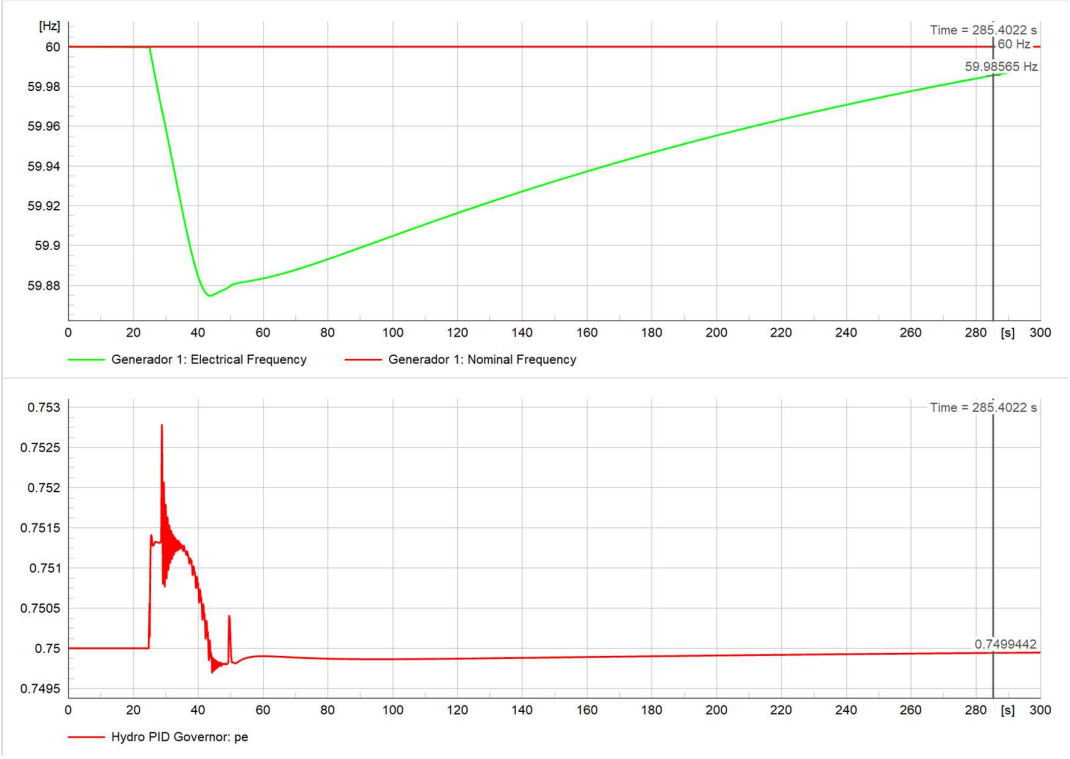


Figura 17. Respuesta del modelo HydroPID a incremento del 5%.

El sistema parte de un estado estable con 60 Hz y una potencia inicial de 0.75 p.u. Al registrarse la perturbación en el segundo $t = 25$, la frecuencia eléctrica desciende de manera continua hasta alcanzar su punto mínimo, a un valor aproximado de 59.875 Hz

alrededor del segundo $t = 43$, simultáneamente, la señal de control del gobernador reacciona con un transitorio agresivo caracterizado por oscilaciones de alta frecuencia, alcanzando un pico cercano a 0.7528 p.u. de potencia inyectada a la turbina, comportamiento que se atribuye a los bloques derivativos ante el cambio brusco de velocidad. Alrededor del segundo $t = 50$, la señal de potencia se amortigua lentamente y desciende hasta un valor cercano al original, mientras que la frecuencia inicia una recuperación lenta y prolongada. El gobernador estabiliza la potencia de la turbina en un valor de 0.7499442 p.u. en el segundo $t = 285.402$, sin lograr que la frecuencia se reestablezca por completo a su valor nominal, alcanzando únicamente 59.985 Hz.

La Figura 18 muestra el comportamiento del modelo Hydro PID ante un aumento de carga del 10% aplicado en el segundo t=25. Con el fin de generar un desbalance entre la potencia generada y la demanda, permitiendo analizar el comportamiento del gobernador ante una contingencia. Al igual que el escenario 1 se aumentó 50 segundos al tiempo de simulación con el objetivo de analizar si se logra reestablecer la frecuencia a valor nominal.

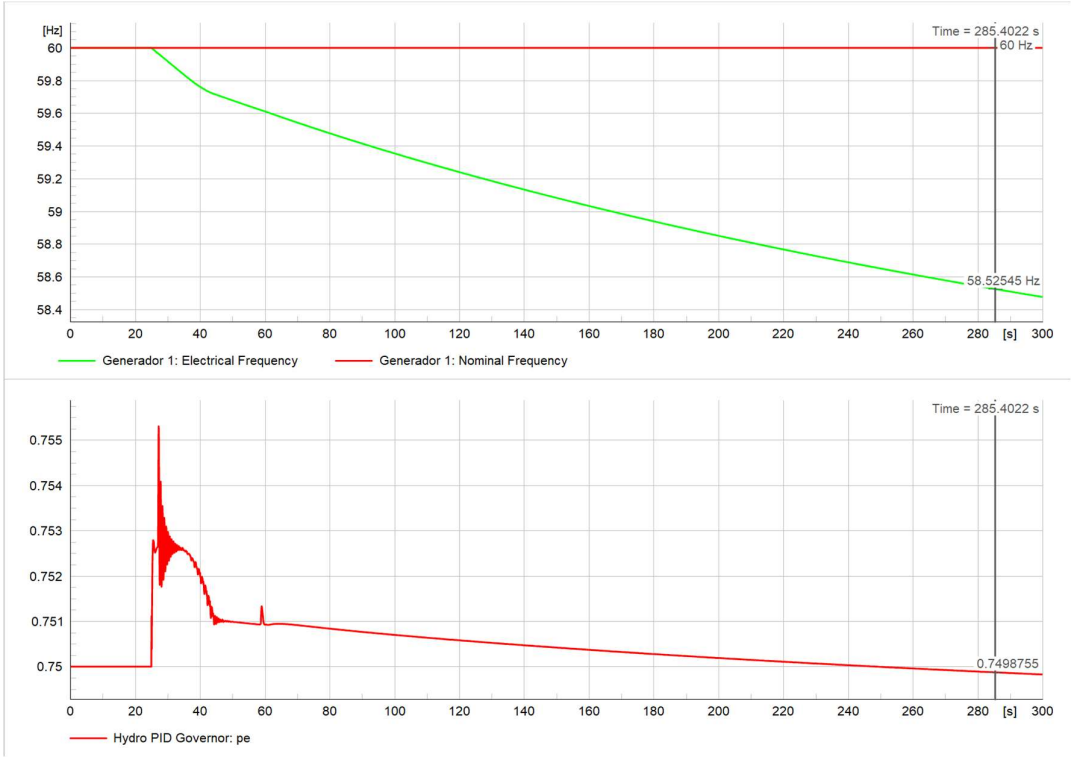


Figura 18. Respuesta del modelo HydroPID a incremento del 10%.

El sistema parte de un estado estable con 60 Hz y una potencia inicial de 0.75 p.u. Al registrarse la perturbación en el segundo $t = 25$, el gobernador reacciona exigiendo un incremento transitorio de potencia, acompañado de oscilaciones de alta frecuencia, alcanzando un pico cercano a 0.755 p.u., como resultado del intento de las acciones proporcional y derivativa por compensar el error. Sin embargo, bajo esta parametrización la caída de frecuencia no logra ser contrarrestada por el control y desciende de manera sostenida, sin presentar el amortiguamiento observado en anteriores simulaciones. La acción de control decae, situando a la potencia por debajo de su punto de operación inicial, mientras que la frecuencia continúa su caída hasta un valor crítico. Registrando un valor de 0.7498 p.u. de potencia inyectada a la turbina y sin lograr reestablecer la frecuencia a su valor nominal, alcanzando un valor menor a 58.52545 Hz, evidenciando una falla crítica en la respuesta del modelo.

4.5. Resultados del modelo matemático Hydro LL

El modelo Hydro LL representa un sistema de regulación de velocidad para turbinas hidráulicas mediante bloques de adelanto y atraso, conocidos como bloques lead-lag. Su función es procesar la diferencia entre la velocidad de referencia y la velocidad medida del generador, con el objetivo de generar una señal que permita controlar la apertura de la compuerta. De esta manera, el gobernador modifica el ingreso de agua hacia la turbina para compensar las variaciones de velocidad producidas por cambios en las condiciones de operación.

4.5.1. Estructura y parámetros del modelo Hydro LL

Para comprender el funcionamiento del modelo Hydro LL, en la Figura 19 se presenta su estructura interna disponible en DIgSILENT PowerFactory. En ella se observan las señales de entrada, los bloques de adelanto y atraso, la acción integral, la realimentación del estatismo y el sistema encargado de controlar la apertura de la compuerta.

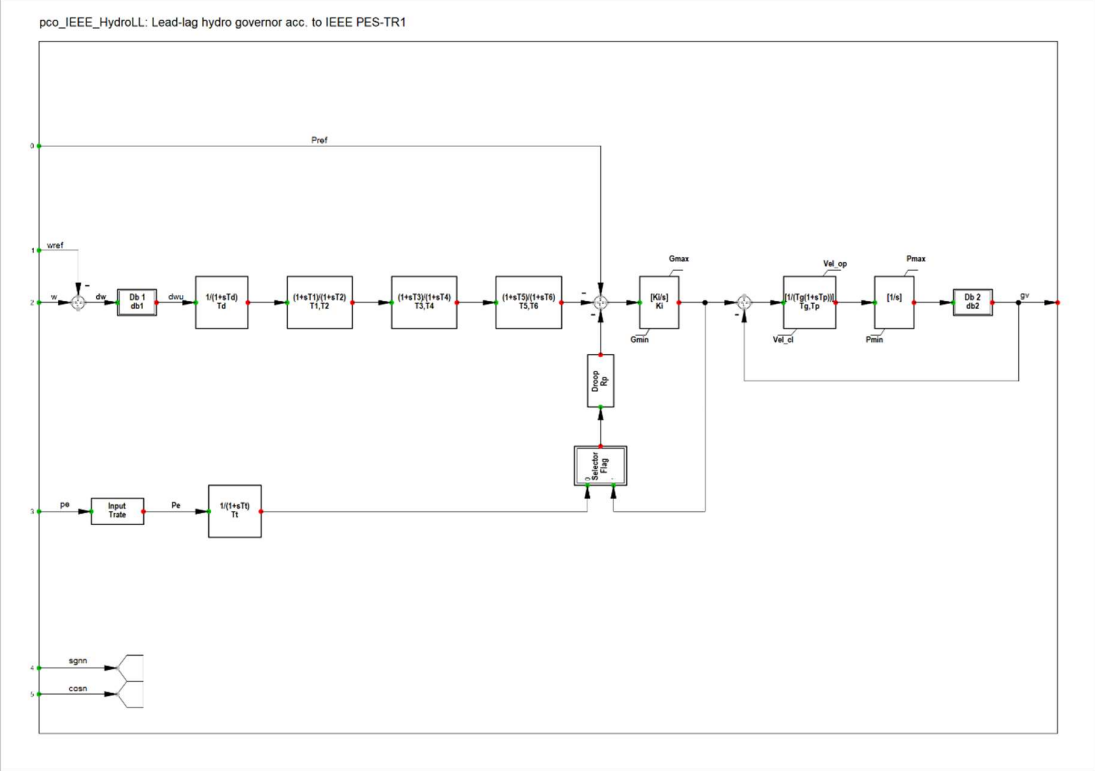


Figura 19. Diagrama de bloques del modelo HydroLL

La velocidad de referencia wref se compara con la velocidad medida w, obteniendo la desviación de velocidad dw. Esta señal pasa por una banda muerta y un filtro de entrada definido mediante la constante Td. Posteriormente, ingresa a tres bloques de adelanto y atraso, definidos mediante las constantes T1 a T6, cuya función es modificar la respuesta dinámica del gobernador.

Después de estos bloques, la señal se combina con la referencia de potencia Pref y con la realimentación del estatismo permanente Rp. El modelo también recibe la potencia eléctrica pe, la cual pasa por un filtro definido mediante la constante Tt. El parámetro Flag se estableció en 0, por lo que se empleó la realimentación mecánica.

La señal de control ingresa a un bloque integral definido mediante la ganancia Ki. Su salida se encuentra limitada entre Gmin y Gmax. Posteriormente, la señal pasa al servomotor de la compuerta, definido mediante Tg y Tp, junto con los límites de velocidad de apertura y cierre. Finalmente, el bloque integrador determina la posición de la compuerta gv, dentro de los límites Pmin y Pmax. En la Tabla VIII. Se presentan los parámetros utilizados en el modelo Hydro LL.

Tabla VIII. Parámetros modelo HydroLL.

Parámetro	Valor	Unidad	Descripción	Procedencia
Trate	4	MW	Potencia nominal de la turbina	Dato de la unidad
Rp	0,05	p.u.	Estatismo permanente	Valor de biblioteca
Flag	0	—	Selector de realimentación	Valor de biblioteca
Tt	2	s	Constante del filtro de potencia	Parámetro ajustado
db1	0	p.u.	Banda muerta de velocidad	Valor de biblioteca
Td	0,1	s	Constante del filtro de velocidad	Valor de biblioteca

T1	5	s	Adelanto del primer bloque	Parámetro ajustado
T2	1	s	Atraso del primer bloque	Parámetro ajustado
T3	0,1	s	Adelanto del segundo bloque	Parámetro ajustado
T4	1	s	Atraso del segundo bloque	Parámetro ajustado
T5	0	s	Adelanto del tercer bloque	Parámetro ajustado
T6	0	s	Atraso del tercer bloque	Parámetro ajustado
Ki	0,5	p.u.	Ganancia integral	Parámetro ajustado
Tg	0,2	—	Inverso de la ganancia del servomotor	Valor de biblioteca
Tp	0	s	Constante de tiempo del servomotor	Valor de biblioteca
db2	0	p.u.	Banda muerta de salida	Valor de biblioteca
Gmin	0	p.u.	Salida mínima del gobernador	Valor de biblioteca
Gmax	1	p.u.	Salida máxima del gobernador	Valor de biblioteca
Vel_cl	−1	p.u./s	Velocidad máxima de cierre	Valor de biblioteca
Vel_op	1	p.u./s	Velocidad máxima de apertura	Valor de biblioteca
Pmin	0	p.u.	Apertura mínima	Valor de biblioteca
Pmax	1	p.u.	Apertura máxima	Valor de biblioteca

La potencia nominal se estableció en 4 MW, mientras que el estatismo permanente se fijó en 0,05 p.u. y la ganancia integral en 0,5 p.u. Los límites de salida y apertura se

definieron entre 0 y 1 p.u., mientras que las velocidades máximas de apertura y cierre fueron establecidas en 1 y −1 p.u./s, respectivamente.

4.5.2. Respuesta del modelo Hydro LL ante la perturbación

Al aplicar los dos escenarios de perturbación, correspondientes al incremento de carga del 5% y del 10 %. Se obtuvo una respuesta similar, al mostrarse inestable y errático sin estabilizarse bajo la configuración evaluada, como se muestra en la figura 20 imposibilitando la evaluación de su respuesta.

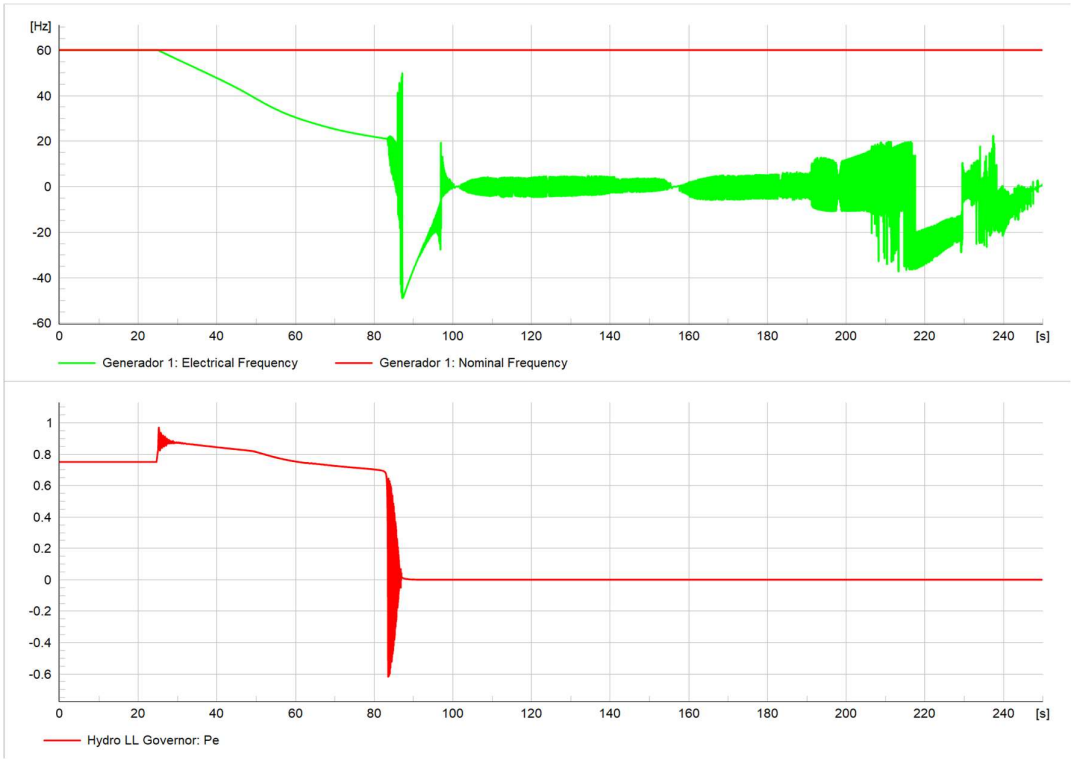


Figura 20. Respuesta del modelo HydroLL al incremento del 5%.

Nota: La respuesta al incremento del 10% fue muy similar al incremento del 5% debido a esto no se muestra la respuesta.

El modelo Hydro LL no logró alcanzar un comportamiento coherente con las condiciones de operación de la Central Hidroeléctrica. A diferencia de los modelos analizados previamente, la respuesta del gobernador Hydro LL no logró estabilizar la frecuencia al valor nominal, la señal de control generada por los bloques de adelanto y

atraso presentó oscilaciones que no fueron atenuadas por el modelo, provocando que tanto la potencia mecánica como la frecuencia eléctrica se alejaran de manera progresiva de sus valores de operación, sin alcanzar un nuevo punto de equilibrio en ninguno de los dos escenarios evaluados.

4.6. Comparación de respuestas obtenidas de los modelos matemáticos

Una vez obtenidos los resultados individuales de cada modelo matemático de gobernador, en esta sección se realizó una comparación de las respuestas obtenidas para los modelos Hydro2, Hydro DD, Hydro PID e Hydro LL, evaluando el comportamiento de la frecuencia eléctrica, la potencia aplicada a la turbina, el tiempo de estabilización y las oscilaciones presentadas ante los dos escenarios de perturbación establecidos.

Por otro lado el modelo Hydro LL queda excluido de esta comparación, debido a que, como se explicó en el apartado 4.5.2, su respuesta ante las perturbaciones aplicadas presentó un comportamiento errático que impidió obtener valores válidos de frecuencia, potencia mecánica y tiempo de estabilización.

4.6.1. Comparación de la respuesta de frecuencia

En la Tabla IX se presentan los resultados obtenidos del primer escenario, correspondiente al incremento de carga del 5%. El modelo Hydro2 presenta la menor caída de frecuencia, alcanzando un valor mínimo de 59.984 Hz, para posteriormente estabilizarse a 60 Hz presentando una respuesta sin error remanente. En cambio el modelo Hydro DD, aunque registra la mayor caída transitoria de frecuencia, logra estabilizarse en 59.9987 Hz, con un error prácticamente despreciable de 0.00126 Hz. Por otro lado, el modelo Hydro PID presenta un punto mínimo menos pronunciado de 59.875 Hz, sin embargo, no logra restablecer completamente la frecuencia, estabilizándose en 59.98565 Hz con un error de 0.01435 Hz, el mayor de los tres modelos evaluados en este escenario.

Tabla IX. Resultados de frecuencia a incremento del 5%.

Modelo Matemático	Frecuencia Inicial (Hz)	Punto Mínimo (Hz)	Frecuencia Final (Hz)	Error en Estado Estable (Hz)
Hydro2	60	59.984	60	0
Hydro DD	60	59.83	59.99874	0.00126
Hydro PID	60	59.875	59.98565	No estabilizado

De esta manera, para el incremento del 5 %, el modelo Hydro2 presenta la menor desviación transitoria y una recuperación completa de la frecuencia. El modelo Hydro DD también recupera la frecuencia hacia un valor cercano al nominal, aunque registra una caída inicial de mayor magnitud. Hydro PID presenta una recuperación más lenta y no logra demostrar una estabilización completa durante el tiempo evaluado.

Ante el segundo escenario en la Tabla X se muestran los resultados obtenidos con un incremento de carga del 10%, la diferencia entre los modelos se acentúa. El modelo Hydro2 mantiene un comportamiento robusto, con un error en estado estable de apenas 0.00401 Hz, mientras que el modelo Hydro DD, pese a registrar la mayor caída de frecuencia 59.605 Hz, consigue una recuperación prácticamente completa, con un error de 0.00225 Hz. En contraste, el modelo Hydro PID no logra estabilizar la frecuencia: esta desciende de forma continua hasta 58.52545 Hz, evidenciando una pérdida total de control ante una perturbación de mayor magnitud.

Tabla X. Resultados de frecuencia a incremento del 10%.

Modelo Matemático	Frecuencia Inicial (Hz)	Punto Mínimo (Hz)	Frecuencia Final (Hz)	Error en Estado Estable (Hz)
Hydro2	60	59.968	59.99599	0.00401
Hydro DD	60	59.605	59.99775	0.00225
Hydro PID	60	Caída continua	58.52545	Inestable

A partir de estos resultados se observa que el modelo Hydro2 presenta las menores caídas de frecuencia en ambos escenarios, mientras que el modelo Hydro DD presenta una recuperación final cercana al valor nominal, pero con desviaciones transitorias de mayor magnitud. Hydro PID presenta el comportamiento menos favorable ante el incremento del 10 %, debido a que no logra estabilizar la frecuencia.

4.6.2. Comparación de la potencia mecánica

En la Tabla XI se presentan los resultados de todos los modelos obtenidos para ambos escenarios, el modelo Hydro2 parte de un valor de 0.751 p.u. Ante el incremento de carga del 5 %, alcanza un pico transitorio de 0.761 p.u. y posteriormente retorna a 0.751 p.u. Para el incremento del 10 %, la potencia alcanza un valor máximo de 0.77 p.u. y se estabiliza aproximadamente en 0.7531 p.u. Estos resultados muestran que el modelo incrementa temporalmente la potencia de la turbina después de la perturbación y posteriormente retorna hacia un valor cercano a su condición inicial.

El modelo Hydro DD presenta un comportamiento más suave, con variaciones reducidas entre el estado inicial y final de la potencia de 0.625 a 0.6247 p.u. en el primer escenario, y una respuesta de 0.6664 a 0.666 p.u. en el segundo, lo que refleja una acción de control gradual y sin sobreimpulsos considerables. La respuesta obtenida de este modelo es más gradual y con menor variación respecto a su condición inicial.

Por otro lado, el modelo Hydro PID inicia con una potencia aproximada de 0.75 p.u. En el escenario del 5 %, alcanza un pico de 0.7528 p.u. y posteriormente retorna a aproximadamente 0.7499 p.u. En el escenario del 10 %, la potencia alcanza un máximo de 0.755 p.u.; sin embargo, debido a la pérdida de estabilidad de la frecuencia, no se logra establecer una condición final estable de operación.

Tabla XI. Resultados de potencia a incremento del 5% y del 10%.

Modelo Matemático	Incremento 5% P. Inicial	Incremento 5% Pico Transitorio	Incremento 5% P. Final	Incremento 10% P. Inicial	Incremento 10% Pico Transitorio	Incremento 10% P. Final
Hydro2	0.751	0.761	0.751	0.751	0.77	0.7531
Hydro DD	0.625	0.627	0.6247	0.6664	0.671	0.666

Hydro PID	0.75	0.7528	0.7499	0.75	0.755	Inestable

Es importante mencionar que los valores iniciales de potencia del modelo Hydro DD son diferentes a los registrados en Hydro2 e Hydro PID. Debido a esto, la comparación de potencia se realiza considerando principalmente la variación que presenta cada modelo respecto a su propio punto inicial y no únicamente comparando directamente los valores absolutos entre modelos.

4.6.3. Comparación del tiempo de estabilización y las oscilaciones

Para determinar el tiempo de estabilización se consideró el tiempo transcurrido desde la aplicación de la perturbación en el segundo $t = 25$. De esta manera, los valores presentados en las Tablas XII y XIII representan el tiempo requerido por cada modelo después de producirse el incremento de carga.

Ante el incremento de carga del 5 %, el modelo Hydro2 presenta el menor tiempo de estabilización, con un valor de 99.27 s después de la perturbación, su respuesta presenta oscilaciones de tipo subamortiguado, las cuales disminuyen progresivamente hasta alcanzar una condición estable. Mientras tanto el modelo Hydro DD requiere un tiempo mayor, alcanzando la estabilización aproximadamente 124.74 s después del evento. A diferencia de Hydro2, su respuesta presenta menores oscilaciones y una recuperación más suave, caracterizada por un comportamiento asintótico hacia el valor final. Por otro lado, el modelo Hydro PID requiere un tiempo superior a 260.40 s y presenta una recuperación lenta. Además, después de la perturbación se producen oscilaciones iniciales de alta frecuencia, por lo que este modelo presenta el desempeño menos favorable de los tres ante el escenario del 5 %.

Tabla XII. Resultados de tiempo de estabilización a incremento del 5%

Modelo Matemático	Tiempo de Estabilización (s)	Comportamiento Dinámico y Oscilaciones
Hydro2	99.27	Oscilatorio subamortiguado, estabilización efectiva.

Hydro DD	124.74	Retorno suave, asintótico y directo, sin oscilaciones subamortiguadas marcadas.
Hydro PID	> 260.40	Lento, presenta oscilaciones iniciales de alta frecuencia y convergencia retardada.

Para el incremento de carga del 10 %, el modelo Hydro2 nuevamente presenta el menor tiempo de estabilización, con aproximadamente 124.22 s, aunque la respuesta presenta oscilaciones más prolongadas que en el escenario anterior, el modelo logra alcanzar nuevamente una condición estable. El modelo Hydro DD requiere aproximadamente 207.23 s para estabilizarse, este modelo presenta una respuesta más lenta, pero con menores oscilaciones durante la recuperación, lo que evidencia un mayor efecto de amortiguamiento. En el caso del modelo Hydro PID, el sistema no logra estabilizarse ante el incremento de carga del 10 %, debido a que la frecuencia continúa disminuyendo durante el tiempo de simulación. Por esta razón, no es posible determinar un tiempo de estabilización para este escenario.

Tabla XIII. Resultados de tiempo de estabilización a incremento del 10%

Modelo Matemático	**Tiempo de Estabilización (s)**	**Comportamiento Dinámico y Oscilaciones**
Hydro2	124.22	Oscilatorio subamortiguado prolongado, recuperación robusta.
Hydro DD	207.23	Recuperación muy paulatina y asintótica, fuerte efecto de amortiguamiento frente a perturbaciones severas.
Hydro PID	Inestable	Fallo de control, incapacidad para encontrar un punto de equilibrio, colapso de la frecuencia.

En pocas palabras el modelo Hydro2 presenta los menores tiempos de estabilización en los dos escenarios evaluados, mientras que el modelo Hydro DD presenta una respuesta más lenta pero con un comportamiento más amortiguado. Mientras que el modelo Hydro PID presenta una recuperación considerablemente más lenta ante el incremento del 5 % y pierde la estabilidad ante la perturbación del 10 %.

4.6.4 Comparación general de resultados.

A partir de los resultados anteriormente descritos se observa que cada modelo presenta características diferentes ante las perturbaciones aplicadas.

El modelo Hydro2 mantiene la estabilidad en los dos escenarios evaluados, presenta las menores caídas transitorias de frecuencia y alcanza los menores tiempos de estabilización. Sin embargo, su respuesta presenta oscilaciones posteriores a la perturbación antes de llegar a un nuevo punto estable.

El modelo Hydro DD también mantiene la estabilidad ante los incrementos del 5 % y del 10 %. Su principal característica es presentar una respuesta más suave y amortiguada, con menor presencia de oscilaciones. No obstante, registra mayores caídas transitorias de frecuencia y requiere tiempos superiores para alcanzar la estabilización en comparación con Hydro2.

El modelo Hydro PID presenta un comportamiento estable limitado ante el incremento del 5 %, debido a que su recuperación es considerablemente más lenta. Ante el incremento de carga del 10 %, el modelo no logra estabilizar la frecuencia y presenta una respuesta inestable.

4.7. Modelo de planta

A partir de la evaluación realizada sobre los cuatro modelos matemáticos de gobernador implementados en DIgSILENT PowerFactory, se determinó que el modelo Hydro2 presenta el comportamiento global más favorable bajo las condiciones planteadas para la presente investigación.

Este modelo logró mantener la estabilidad ante los incrementos de carga del 5 % y del 10 %, además presentó las menores caídas transitorias de frecuencia y los menores tiempos de estabilización entre los modelos evaluados. Ante el incremento del 5 %, la frecuencia mínima fue de 59.984 Hz y el tiempo de estabilización fue de 99.27 s, mientras que ante el incremento del 10 % la frecuencia mínima alcanzó 59.968 Hz y el tiempo de estabilización fue de 124.22 s. Mientras tanto el modelo Hydro DD también presentó un comportamiento estable en los dos escenarios. Su respuesta se caracterizó por presentar

menores oscilaciones y una recuperación más amortiguada. Sin embargo, registró caídas de frecuencia de mayor magnitud y tiempos de estabilización superiores a los obtenidos con Hydro2, alcanzando 124.74 s para el incremento del 5 % y 207.23 s para el incremento del 10 %.

Por lo tanto, Hydro2 se selecciona como el modelo con el comportamiento más adecuado para ser utilizado dentro del modelo de planta desarrollado en esta investigación, debido a que presentó el mejor equilibrio entre estabilidad, desviación de frecuencia y rapidez de recuperación. No obstante, esta selección corresponde únicamente a las condiciones y parámetros utilizados en las simulaciones realizadas. Debido a que no se dispone de acceso a la programación interna del gobernador actualmente instalado en la Central Hidroeléctrica El Ambi.

Conclusiones

La evaluación de los modelos matemáticos permitió establecer que la complejidad de una estructura de control por sí sola no asegura un buen desempeño del gobernador. El comportamiento de un unidad de generación depende de la forma en que cada modelo procesa las variaciones de velocidad, de su parametrización y de la interacción con las condiciones propias del sistema eléctrico.

El análisis frente a perturbaciones de diferente magnitud permitió determinar que la capacidad de un modelo para mantener la estabilidad debe comprobarse bajo más de una condición de operación. Un modelo que presenta un comportamiento adecuado ante una perturbación moderada puede mostrar limitaciones cuando aumenta la exigencia del sistema. Esto evidencia la importancia de evaluar conjuntamente la estabilidad, el amortiguamiento y la rapidez de recuperación antes de considerar una estructura de control como adecuada para representar el comportamiento dinámico de una unidad de generación.

La evaluación técnica desarrollada permitió establecer que Hydro2 constituye la alternativa con el comportamiento global más favorable bajo las condiciones consideradas en la presente investigación, al presentar un equilibrio adecuado entre estabilidad, desviación de frecuencia y rapidez de recuperación. Sin embargo, esta selección representa únicamente el comportamiento obtenido dentro del modelo de simulación desarrollado y no constituye una validación del gobernador instalado actualmente en la Central Hidroeléctrica El Ambi, debido a que no se dispone de acceso a su programación interna ni de información suficiente para reproducir completamente su estrategia de control.

Recomendaciones

Se recomienda realizar un proceso de validación del modelo Hydro2 mediante registros reales de operación o pruebas de campo de la unidad de generación uno de la Central Hidroeléctrica El Ambi. Esta comparación permitiría determinar el grado de correspondencia entre la respuesta obtenida mediante simulación y el comportamiento del sistema de regulación instalado actualmente, antes de considerar el modelo seleccionado para futuros procesos de ajuste o modernización.

Se recomienda ajustar los parámetros del modelo Hydro LL, y en menor medida del modelo Hydro PID, a partir de datos reales de la unidad de generación uno de la Central Hidroeléctrica El Ambi o mediante el uso de algoritmos de optimización paramétrica, con el fin de determinar si su desempeño puede mejorarse respecto a los resultados obtenidos con los parámetros por defecto utilizados en este estudio, antes de descartar definitivamente su aplicabilidad a este tipo de central.

Referencias bibliográficas.

[1] Ministerio de Ambiente y Energía, “Plan maestro de electricidad.”, 2024. Consultado: el 16 de noviembre de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.ambienteyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad

[2] S. Vilañez, “Propuesta técnica para la implementación de un sistema de excitación estático en la unidad 1 de la central hidroeléctrica El Ambi.”, 2025. Consultado: el 16 de noviembre de 2025. [En línea]. Disponible en: https://repositorio.utn.edu.ec/bitstream/123456789/16996/2/040%20IEL%20069%20TRABAJO%20DE%20GRADO.pdf

[3] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, vol. 10. 2007.

[4] J. Coronel, “Implementación de modelos de turbina - gobernadores de velocidad en sistemas eléctricos de potencia.”, 2014.

[5] H. Zhang, J. Liu, y Y. Liang, “Modeling and Simulation Study of Hydraulic Turbine Governor Based on SIMULINK”, en *2022 International Conference on Automation, Robotics and Computer Engineering, ICARCE 2022*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2022. doi: 10.1109/ICARCE55724.2022.10046465.

[6] F. D. Riascos y J. C. Cepeda, “Mathematical Modeling of Speed Control System of Generation Units from Coca Codo Sinclair Hydroelectric Power Plant”, núm. 18, pp. 59–71, 2021.

[7] C. Sánchez, “DESGASTE DE MÁQUINAS HIDRÁULICAS EN LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA”, 2016.

[8] B. Kroposki *et al.*, “Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy”, *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 15, núm. 2, pp. 61–73, mar. 2017, doi: 10.1109/MPE.2016.2637122.

[9] C. Zarfl, A. E. Lumsdon, J. Berlekamp, L. Tydecks, y K. Tockner, “A global boom in hydropower dam construction”, *Aquat. Sci.*, vol. 77, núm. 1, pp. 161–170, 2015, doi: 10.1007/s00027-014-0377-0.

[10] J. M. Blanco Barrero, P. Lara Santillán, J. C. S.-D. Muro, y E. Jiménez Macías, “Optimization of the hydrological utilization for hydroelectric power plants of flowing type”, *Renewable Energy and Power Quality Journal*, vol. 1, núm. 5, pp. 257–261, 2007, doi: 10.24084/repqj05.264.

[11] Asociación de Bancos del Ecuador, “Guía de Generación Hidroeléctrica ”, 2022. Consultado: el 12 de enero de 2026. [En línea]. Disponible en:

https://asobanca.org.ec/wp-content/uploads/2022/12/17.-Guia-Generacion-Hidroelectrica.pdf

[12] L. Grigsby, *Electric Power Generation, Transmission and Distribution* , Tercera ed. 2012. Consultado: el 12 de enero de 2026. [En línea]. Disponible en: https://cdn-cms.f-static.com/uploads/1259807/normal_5be54e36be05d.pdf

[13] Ramiro. Ortiz Flórez y V. Hugo. Sánchez Barón, *Microcentrales hidroeléctricas con aplicación de máquinas reversibles*. Programa Editorial de la Universidad del Valle, 2015.

[14] I. Kougias *et al.*, "Analysis of emerging technologies in the hydropower sector", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 113, p. 109257, 2019, doi: https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109257.

[15] I. Kougias, S. Szabó, F. Monforti-Ferrario, T. Huld, y K. Bódis, "A methodology for optimization of the complementarity between small-hydropower plants and solar PV systems", *Renew. Energy*, vol. 87, pp. 1023–1030, 2016, doi: https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.09.073.

[16] B. Leyland, *Small Hydroelectric Engineering Practice*. CRC Press, 2014. doi: 10.1201/b16627.

[17] V. Singh, "AN OVERVIEW OF HYDRO-ELECTRIC POWER PLANT", jun. 2015.

[18] V. K. Singh y S. K. Singal, "Operation of hydro power plants-a review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 69, pp. 610–619, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.169.

[19] Y. Li y Q. Liu, "Analysis of hydraulic performance for Kaplan turbine components based on CFD simulation", *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.*, vol. 510, núm. 2, p. 022038, jun. 2020, doi: 10.1088/1755-1315/510/2/022038.

[20] C. Lucino, A. Rivetti, M. Angulo, D. Rodríguez, y S. Liscia, "Funcionamiento de las turbinas Francis fuera de la condición de diseño", 2019. Consultado: el 18 de enero de 2026. [En línea]. Disponible en: http://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/75388

[21] J. C. Chávez, J. A. Valencia, G. A. Jaramillo, J. J. Coronado, y S. A. Rodríguez, "Failure analysis of a Pelton impeller", *Eng. Fail. Anal.*, vol. 48, pp. 297–307, 2015, doi: https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2014.08.012.

[22] M. Irazusta y T. Reyna, "BANCO DE PRUEBAS MICRO TURBINA TURGO", 2020. Consultado: el 4 de febrero de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.researchgate.net/profile/Teresa-Reyna-4/publication/347766573_BANCO_DE_PRUEBAS_MICRO_TURBINA_TUR

GO/links/5fe3adfba6fdccdcb8f7158e/BANCO-DE-PRUEBAS-MICRO-TURBINA-TURGO.pdf

[23] S. Chapman, *Máquinas Eléctricas*, vol. 5ta Edición. McGraw-Hill, 2012.

[24] R. Thapar, *HYDRO-TURBINE GOVERNING SYSTEM*. Consultado: el 19 de enero de 2026. [En línea]. Disponible en: https://iitr.ac.in/Departments/Hydro%20and%20Renewable%20Energy%20Department/static/Modern_hydroelectric_engg/vol_1/Chapter-6_Hydro-Turbine_Governing_System.pdf

[25] N. Granda, D. Colomé, y E. Agüero, "Determinación de la Respuesta Dinámica y Estacionaria de la Frecuencia frente a Desbalances de Potencia Producidos por Perturbaciones en la Red", *Revista Técnica "Energía"*, vol. 12, núm. 1, ene. 2016, doi: 10.37116/revistaenergia.v12.n1.2016.29.

[26] W. Vargas, S. Chamba, A. De La Torre, y D. Echeverría, "Protocolo de pruebas y validación de reguladores de velocidad – Aplicación práctica en la central hidroeléctrica Delsitanisagua", *Revista Técnica "energía"*, vol. 19, núm. 1, pp. 22–33, jul. 2022, doi: 10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.507.

[27] IEEE Power & Energy Society, "PES-TR1 Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies PREPARED BY THE Power System Dynamic Performance Committee Power System Stability Subcommittee Task Force on Turbine-Governor Modeling", 2013. Consultado: el 15 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: https://site.ieee.org/fw-pes/files/2013/01/PES_TR1.pdf

[28] Power World, "Governor HYPID". Consultado: el 15 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.powerworld.com/WebHelp/Content/TransientModels_PDF/Generator/Governor/Governor%20HYPID.pdf

[29] Power World, "Governor WSHYDD". Consultado: el 15 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.powerworld.com/WebHelp/Content/TransientModels_PDF/Generator/Governor/Governor%20WSHYDD.pdf

[30] Argonne, "Review of Existing Hydroelectric Turbine-Governor Simulation Models Decision and Information Sciences", 2013. Consultado: el 15 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.osti.gov/servlets/purl/1098022

[31] NEPLAN, "Nep_TURBINES_GOV", Consultado: el 15 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.neplan.ch/wp-content/uploads/2015/08/Nep_TURBINES_GOV.pdf

[32] ABB, "Grid Code Compliance Solutions Fast & secure grid code compliance of power plants", 2022. Consultado: el 15 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: https://search.abb.com/library/Download.aspx?Action=Launch&DocumentID=9AKK108467A6699&DocumentPartId=&LanguageCode=en

[33] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, y R. J. Thomas, "MATPOWER: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, núm. 1, pp. 12–19, feb. 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2051168.

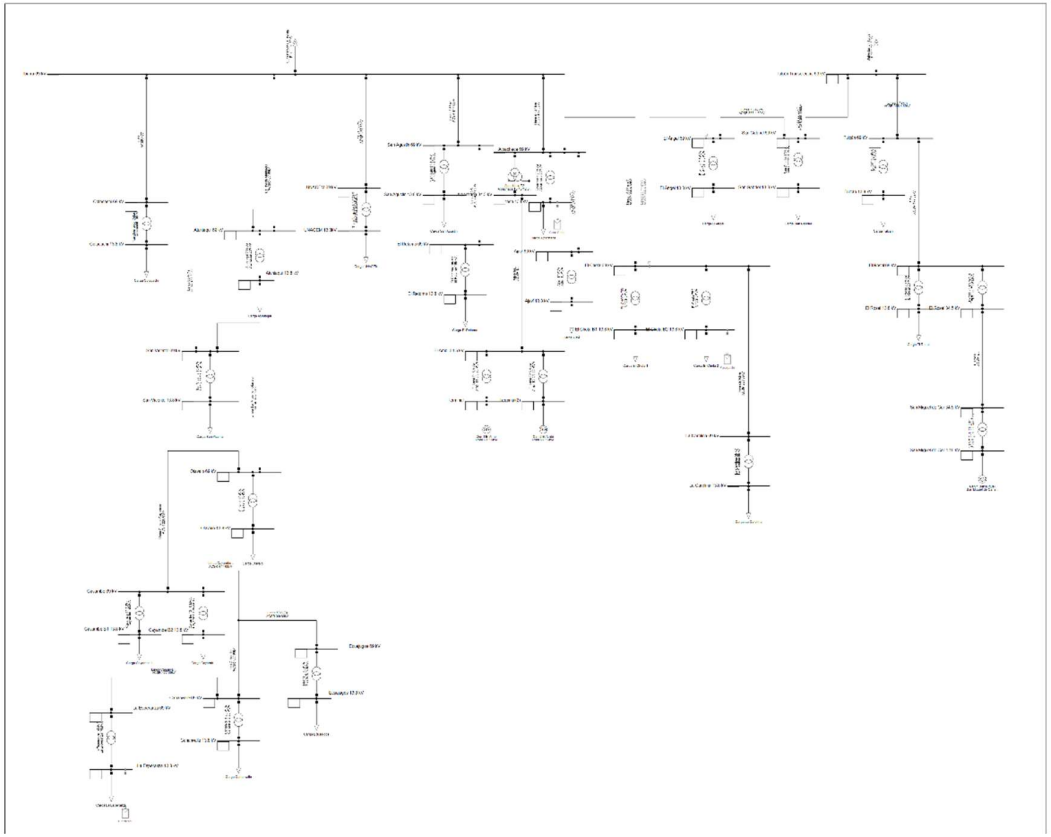
[34] NERC, "RELIABILITY RESILIENCE SECURITY NERC Reliability Guideline Primary Frequency Control", 2023. Consultado: el 15 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.nerc.com/globalassets/who-we-are/standing-committees/rstc/rs/primary_frequency_control_reliability_guideline_v_4.0_clean_v3---dr.pdf

[35] E. Development, P. Generation Committee of the IEEE Power, y E. Society, "IEEE Std 1207™-2011 (Revision of IEEE Std 1207-2004), IEEE Guide for the Application of Turbine Governing Systems for Hydroelectric Generating Units", 2011.

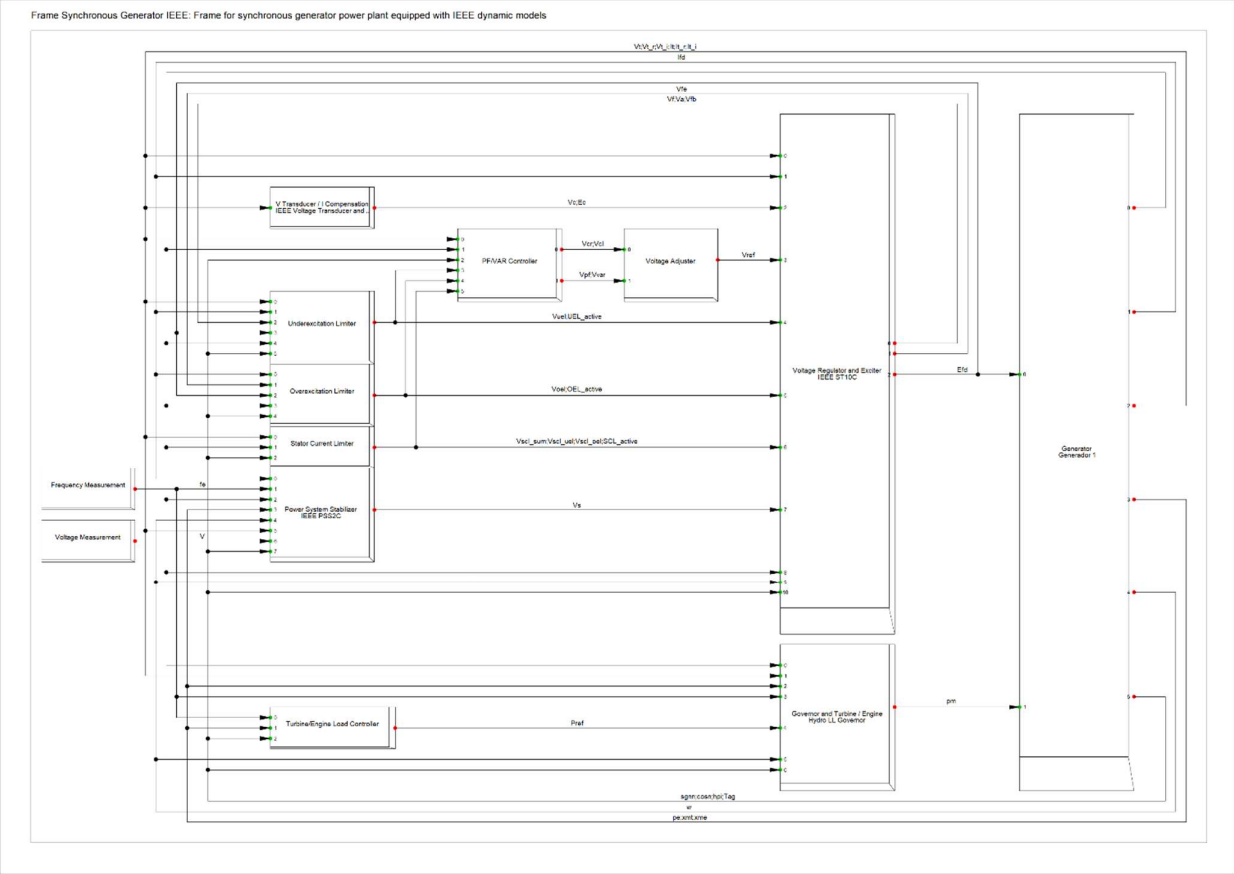
[36] E. Development y P. Generation Committee of the IEEE Power Engineering Society, "IEEE Std 125 ™-2007 IEEE Recommended Practice for Preparation of Equipment Specifications for Speed-Governing of Hydraulic Turbines Intended to Drive Electric Generators IEEE Power Engineering Society", 2007.

Anexos

A1 Red de EMELNORTE en DigSilent Power Factory.



A2 Composite Model para la unidad de generación.



A3 Inicialización de variables y parámetros modelo Hydro2.

```
inc(wref)=1.0

inc(Pref)=Pm+K*dw

inc(xw)=Pm

inc(x1)=0.0

inc(x3)=0.0

inc0(sgnn)= 0.0

inc0(cosn) = 1.0

vardef(Trate) = 'MW';'Turbine rated power (0 => Trate=Prated of SG)'

vardef(K)     = 'p.u.';'Governor gain'

vardef(T1)    = 's';'Governor lag time constant'

vardef(T2)    = 's';'Governor lead time constant'

vardef(T3)    = 's';'Gate actuator time constant'

vardef(Tw)    = 's';'Water starting time'

vardef(P_max) = 'p.u.';'Gate maximum'

vardef(P_min) = 'p.u.';'Gate minimum'
```

A4 Inicialización de variables y parámetros modelo HydroDD Governor.

inc(Kg)=10

inc0(gv) = 10

inc(x) = gv

inc(xp) = 0.0

inc(xi) = gv

inc(xd) = dwu

inc(xf) = dwu

inc(xf1) = dwu

inc(xf2) = 0.0

inc(xt) = Pe

inc(Pref) = selfix(Flag>=0.5,Pe*Rp+dwu,xi*Rp+dwu)

inc(wref) = 1.0

vardef(Trate) = 'MW';'Turbine rated power (0 => Trate=Prated of SG)'

vardef(db1) = 'p.u.';'dead-band width'

vardef(Td) = 's';'Input filter time constant'

vardef(Kd) = 'p.u.';'Derivative gain'

vardef(Tf) = 's';'derivative time constant'

vardef(Ki) = 'p.u.';'Integral gain'

vardef(Tt) = 's';'Power measurement time constant'

vardef(Rp) = 'p.u.';'Steady state droop'

vardef(Flag) = ;'Droop switch: 1 = El. power, 0 = Mech. feedback'

vardef(Kg) = ;'Gate servo gain'

vardef(Tg) = ;'Gate servo inverse of gain'

vardef(Tp) = 's';'Gate servo time constant'

vardef(db2) = 'p.u.';'Unintentional dead-band'

vardef(Gmin) = 'p.u.';'Minimum gate opening'

vardef(Vel_cl) = 'p.u./s';'Maximum gate closing velocity'

vardef(Pmin) = 'p.u.';'Minimum gate opening'

vardef(Gmax) = 'p.u.';'Maximum gate opening'

vardef(Vel_op) = 'p.u./s';'Maximum gate opening velocity'

vardef(Pmax) = 'p.u.';'Maximum gate opening'

A5 Inicialización de variables y parámetros modelo HydroPID.

inc(Kg) = 10

inc(gv) = 10

inc(x) = gv

inc(xp) = 0.0

inc(xi) = gv

inc(xd) = 0.0

inc(xf) = 0.0

inc(xt) = Pe

inc(Pref) = selfix(Flag>=0.5,Pe*Rp+dwu,xi*Rp+dwu)

inc(wref) = 1.0

vardef(Trate) = 'MW';'Turbine rated power (0 => Trate=Prated of SG)'

vardef(db1) = 'p.u.';'Dead band'

vardef(Td) = 's';'Input filter time constant'

vardef(Kd) = 'p.u.';'Derivative gain'

vardef(Tf) = 's';'Derivative time constant'

vardef(Tt) = 's';'Power measurement time constant'

vardef(Rp) = 'p.u.';'Permanent droop'

vardef(Flag) = ;'Droop switch: 1 = El. power, 0 = Mech. feedback'

vardef(Kg) = ;'Gate servo gain'

vardef(Tg) = ;'Gate servo inverse of gain'

vardef(Tp) = 's';'Gate servo time constant'

vardef(db2) = 'p.u.';'Dead band'

vardef(Ki) = 'p.u.';'Integral gain'

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

vardef(Vel_cl) = 'p.u./s';'Maximum gate closing velocity'

vardef(Pmin) = 'p.u.';'Minimum gate opening'

vardef(Vel_op) = 'p.u./s';'Maximum gate opening velocity'

vardef(Pmax) = 'p.u.';'Maximum gate opening'

vardef(Gmax) = 'p.u.';'Maximum governor output'

vardef(Gmin) = 'p.u.';'Minimum governor output'

A6 Inicialización de variables y parámetros modelo HydroLL.

```
inc(gv) = 0 inc(x)    = gv

inc(xp)   = 0.0

inc(xi)   = gv

inc(xd)   = dwu

inc(x2)   = dwu

inc(x4)   = dwu

inc(x6)   = dwu

inc(xt)   = Pe

inc(Pref) = selfix(Flag>=0.5,Pe*Rp+dwu,xi*Rp+dwu)

inc(wref) = 1.0

vardef(Trate)  = 'MW';'Turbine rated power (0 => Trate=Prated of SG)'

vardef(db1)    = 'p.u.';'Dead band'

vardef(db2)    = 'p.u.';'Dead band'

vardef(Vel_cl) = 'p.u./s';'Maximum gate closing velocity'

vardef(Pmin)   = 'p.u.';'Minimum gate opening'

vardef(Vel_op) = 'p.u./s';'Maximum gate opening velocity'

vardef(Pmax)   = 'p.u.';'Maximum gate opening'

vardef(Tt)     = 's';'Electical power filter time constant'

vardef(Rp)     =;'Permanent droop'

vardef(Ki)     =;'Integral gain'

!vardef(Kg)     =;'Gate servo gain'
```

vardef(Tg) = ;'Gate servo inverse of gain'

vardef(Tp) =;'Gate servo time constant'

vardef(Td) ='s';'Speed input filte time constant'

vardef(T1) ='s';'1st lead-lag lead time constant'

vardef(T2) ='s';'1st lead-lag lag time constant'

vardef(T3) ='s';'2nd lead-lag lead time constant'

vardef(T4) ='s';'2nd lead-lag lag time constant'

vardef(T5) ='s';'3rd lead-lag lead time constant'

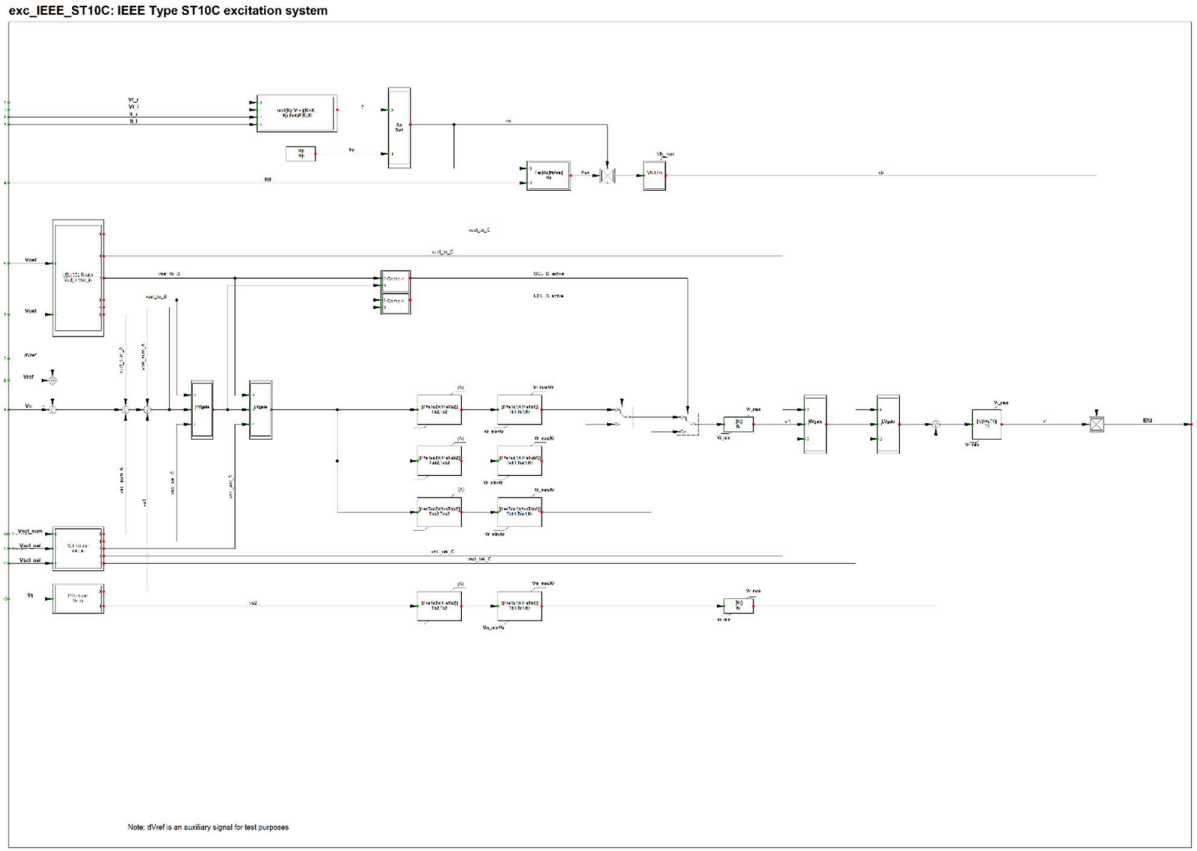
vardef(T6) ='s';'3rd lead-lag lag time constant'

vardef(Flag) =;'Power Feddback selector'

vardef(Gmax) ='p.u.';'Maximum governor output'

vardef(Gmin) ='p.u.';'Minimum governor output

A7 Diagrama de bloques excitatriz IEEE ST10C.



A8 Inicialización de variables y parámetros modelo IEEE ST10C.

inc(It_r) = 0

inc(It_i) = 0

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

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)='p.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 sel

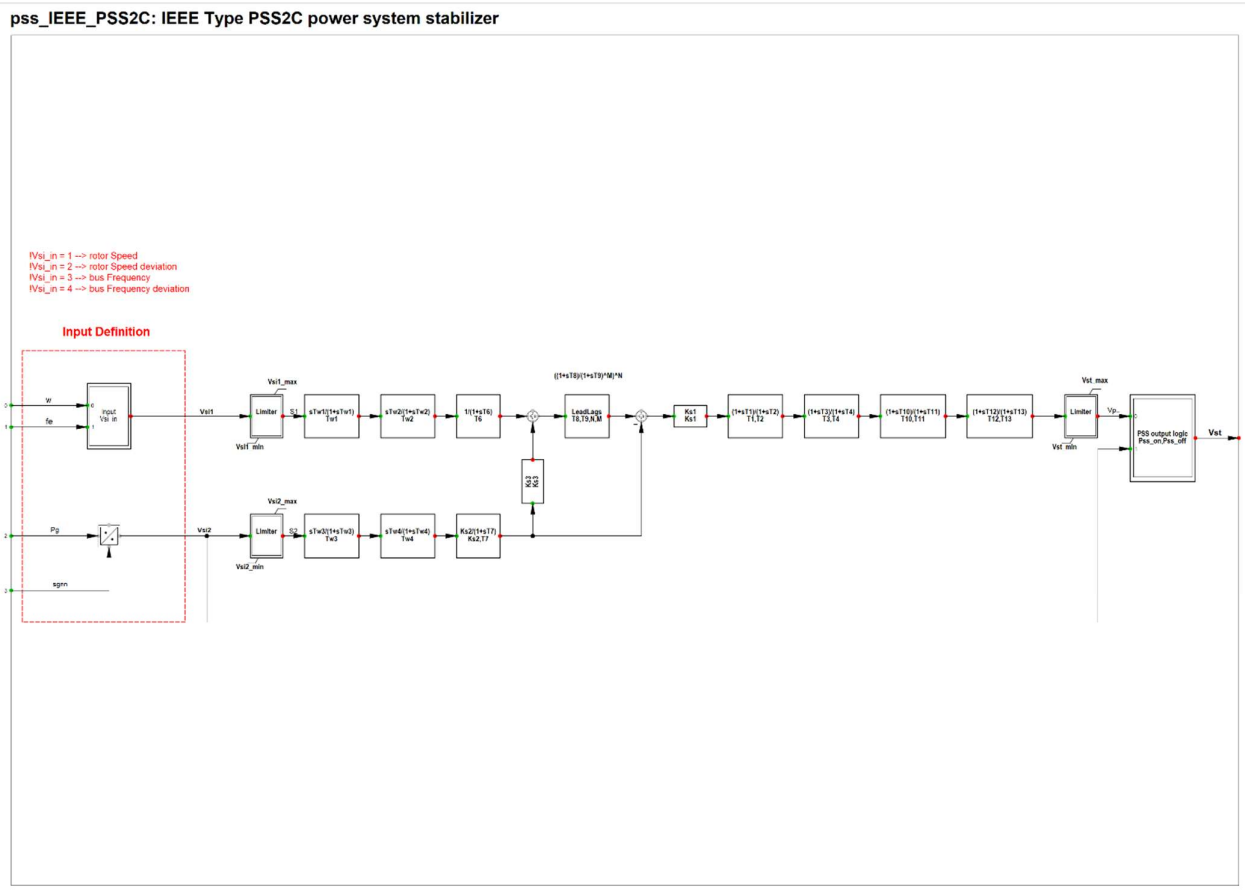
A9 Parámetros IEEE ST10C.

Nombre	Valor	Unidad	Tipo	Descripción
Kr	500.00	[p.u.]	d	Ganancia del regulador
Tb1	12.50	[s]	d	Constante de tiempo de retardo del regulador de tensión 1
Tc1	1.50	[s]	d	Constante de tiempo de adelanto del regulador de tensión 1
Tb2	0.10	[s]	d	Constante de tiempo de retardo del regulador de tensión 2
Tc2	0.10	[s]	d	Constante de tiempo de adelanto del regulador de tensión 2
Tub1	12.50	[s]	d	Constante de tiempo de retardo del regulador UEL 1
Tuc1	1.50	[s]	d	Constante de tiempo de adelanto del regulador UEL 1
Tub2	0.10	[s]	d	Constante de tiempo de retardo del regulador UEL 2
Tuc2	0.10	[s]	d	Constante de tiempo de adelanto del regulador UEL 2
Tob1	12.50	[s]	d	Constante de tiempo de retardo del regulador OEL 1

Toc1	1.50	[s]	d	Constante de tiempo de adelanto del regulador OEL 1
Tob2	0.10	[s]	d	Constante de tiempo de retardo del regulador OEL 2
Toc2	0.10	[s]	d	Constante de tiempo de adelanto del regulador OEL 2
Kc	0.01	[p.u.]	d	Factor de carga del rectificador
T1	0.00	[s]	d	Constante de tiempo equivalente del puente rectificador
Sw1	0.00	[0/1]	d	Selector de la fuente de potencia
Kp	1.00	[p.u.]	d	Coeficiente de ganancia del circuito de potencial
thetaP	0.00	[deg]	d	Ángulo de fase del circuito de potencial
Ki	0.00	[p.u.]	d	Coeficiente de ganancia de corriente del circuito de potencial
Xl	0.00	[p.u.]	d	Reactancia de la fuente de potencial
Vs_in	2.00	[0/1/2]	d	Selector de posición del PSS
Vuel_in	1.00	[0/1/2]	d	Selector de tipo/posición del UEL (0 = suma, 1/2 = toma de control)

Voel_in	1.00	[0/1/2]	d	Selector de tipo/posición del OEL (0 = suma, 1/2 = toma de control)
Vscl_in	1.00	[0/1/2]	d	Selector de tipo/posición del SCL (0 = suma, 1/2 = toma de control)
Vr_min	-0.87	[p.u.]	d	Salida mínima del regulador
Vrs_min	-5.00	[p.u.]	d	Salida mínima del regulador PSS
Vr_max	10.00	[p.u.]	d	Salida máxima del regulador
Vrs_max	5.00	[p.u.]	d	Salida máxima del regulador PSS
Vb_max	1.50	[p.u.]	d	Tensión máxima disponible del excitador

A10 Diagrama de bloques PSS IEEE PSS2C.



A11 Inicialización de variables y parámetros modelo IEEE PSS2C.

inc(xw1) = max(min(Vsi1,Vsi1_max),Vsi1_min)

inc(xw2) = 0

inc(xw3) = max(min(Vsi2,Vsi2_max),Vsi2_min)

inc(xw4) = 0

inc(xm) = 0

inc(xn) = 0

inc(xpss1) = 0

inc(xpss2) = 0

inc(xpss3) = 0

inc(xpss4) = 0

inc(Vsi2) = Pg/sgnn

inc0(fe) = -1.0

inc(x1) = 0

inc(x2) = 0

inc(x3) = 0

inc(x4) = 0

inc(x5) = 0

inc(x6) = 0

inc(x7) = 0

inc(x8) = 0

inc(x9) = 0

inc(x10) = 0

inc(x11) = 0

inc(x12) = 0

inc(x13) = 0

inc(x14) = 0

inc(x15) = 0

inc(x16) = 0

inc(Vst) = 0

vardef(Vsi1_max)='p.u.';'Input signal #1 maximum limit'

vardef(Vsi1_min)='p.u.';'Input signal #1 minimum limit'

vardef(Vsi2_max)='p.u.';'Input signal #2 maximum limit'

vardef(Vsi2_min)='p.u.';'Input signal #2 minimum limit'

vardef(Tw1)='s';'1st washout time constant (signal #1)'

vardef(Tw2)='s';'2nd washout time constant (signal #1)'

vardef(Tw3)='s';'1st washout time constant (signal #2)'

vardef(Tw4)='s';'2nd washout time constant (signal #2)'

vardef(T1)='s';'Lead compensating time constant (1st block)'

vardef(T2)='s';'Lag compensating time constant (1st block)'

vardef(T3)='s';'Lead compensating time constant (2nd block)'

vardef(T4)='s';'Lag compensating time constant (2nd block)'

vardef(T6)='s';'Transducer time constant'

vardef(T7)='s';'Transducer time constant'

vardef(T8)='s';'Lead of ramp tracking filter'

vardef(T9)='s';'Lag of ramp tracking filter'

vardef(T10)='s';'Lead compensating time constant (3rd block)'

vardef(T11)='s';'Lag compensating time constant (3rd block)'

vardef(T12)='s';'Lead compensating time constant (4th block)'

vardef(T13)='s';'Lag compensating time constant (4th block)'

vardef(Ks1)='p.u.';'PSS gain'

vardef(Ks2)='p.u.';'Gain on signal #2'

vardef(Ks3)='p.u.';'PSS Gain on signal #2 (to ramp tracking filter)'

vardef(N)='-';'Order of ramp tracking filter'

vardef(M)='-';'Denominator order of ramp tracking filter'

vardef(Pss_off)='p.u.';'Gen. power threshold for PSS deactivation'

vardef(Pss_on)='p.u.';'Gen. power threshold for PSS activation'

vardef(Vst_max)='p.u.';'Maximum PSS output'

vardef(Vst_min)='p.u.';'Minimum PSS output'

vardef(Vsi_in)='1/2/3/4';'Signal #1 selector (see diagram)'

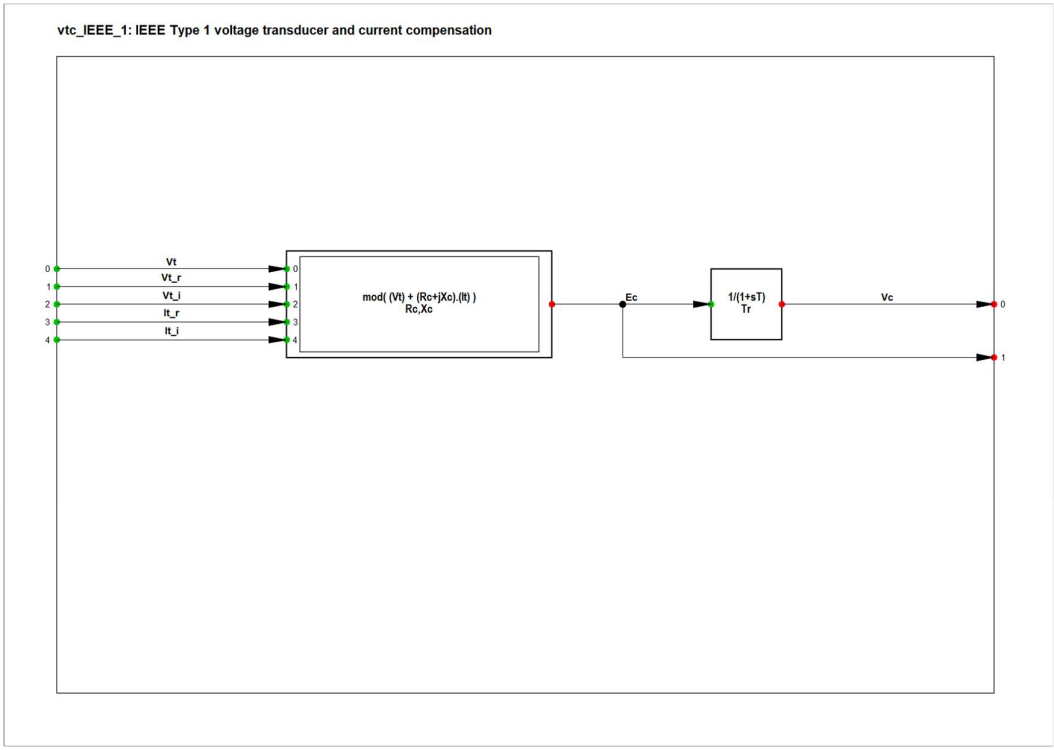
A12 Parámetros PSS10C.

Nombre	Valor	Unidad	Tipo	Descripción
Vsi_in	1	[1/2/3/4]	d	Selector de la señal n.º 1 (ver diagrama)
Ks1	20	[p.u.]	d	Ganancia del PSS
Ks3	1	[p.u.]	d	Ganancia del PSS sobre la señal n.º 2 (hacia el filtro de seguimiento de rampa)
Ks2	1.54	[p.u.]	d	Ganancia sobre la señal n.º 2
T7	10	[s]	d	Constante de tiempo del transductor
T6	0	[s]	d	Constante de tiempo del transductor
Tw1	10	[s]	d	Constante de tiempo del primer filtro washout (señal n.º 1)
Tw2	10	[s]	d	Constante de tiempo del segundo filtro washout (señal n.º 1)
Tw3	10	[s]	d	Constante de tiempo del primer filtro washout (señal n.º 2)
Tw4	0	[s]	d	Constante de tiempo del segundo filtro washout (señal n.º 2)
T8	0.3	[s]	d	Constante de adelanto del filtro de seguimiento de rampa
T9	0.15	[s]	d	Constante de retardo del filtro de seguimiento de rampa
N	4	[-]	d	Orden del filtro de seguimiento de rampa
M	2	[-]	d	Orden del denominador del filtro de seguimiento de rampa

T1	0.16	[s]	d	Constante de tiempo de compensación de adelanto (primer bloque)
T2	0.02	[s]	d	Constante de tiempo de compensación de retardo (primer bloque)
T3	0.16	[s]	d	Constante de tiempo de compensación de adelanto (segundo bloque)
T4	0.02	[s]	d	Constante de tiempo de compensación de retardo (segundo bloque)
T10	0	[s]	d	Constante de tiempo de compensación de adelanto (tercer bloque)
T11	0	[s]	d	Constante de tiempo de compensación de retardo (tercer bloque)
T12	0	[s]	d	Constante de tiempo de compensación de adelanto (cuarto bloque)
T13	0	[s]	d	Constante de tiempo de compensación de retardo (cuarto bloque)
Pss_on	0	[p.u.]	d	Umbral de potencia del generador para la activación del PSS
Pss_off	0	[p.u.]	d	Umbral de potencia del generador para la desactivación del PSS
Vst_min	-0.066	[p.u.]	d	Salida mínima del PSS

Vsi1_min	-2	[p.u.]	d	Límite mínimo de la señal de entrada n.º 1
Vsi2_min	-2	[p.u.]	d	Límite mínimo de la señal de entrada n.º 2
Vst_max	0.2	[p.u.]	d	Salida máxima del PSS
Vsi1_max	2	[p.u.]	d	Límite máximo de la señal de entrada n.º 1
Vsi2_max	2	[p.u.]	d	Límite máximo de la señal de entrada n.º 2

A13 Diagrama de bloques VTC IEEE 1.



A14 Inicialización de variables y parámetros modelo VTC IEEE1.

inc(xr) = Ec

inc(Vc) = Ec

vardef(Rc)='p.u.';'Resistive component of compensation'

vardef(Xc)='p.u.';'Reactive component of compensation'

vardef(Tr)='s';'Regulator input filter time constant'

A15 Parámetros VTC IEEE1

Nombre	Valor	Unidad	Tipo	Descripción
Rc	0.00	[p.u.]	d	Componente resistiva de compensación
Xc	0.00	[p.u.]	d	Componente reactiva de compensación
Tr	0.00	[s]	d	Constante de tiempo del filtro de entrada del regulador