

**MEDICIÓN DEL DESEMPEÑO DE LOS REGULADORES DE VELOCIDAD DE
LAS PLANTAS HIDRÁULICAS**

JEIDER AUGUSTO PÉREZ ARENAS



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2012

MEDICIÓN DEL DESEMPEÑO DE LOS REGULADORES DE VELOCIDAD DE LAS PLANTAS HIDRÁULICAS



JEIDER AUGUSTO PÉREZ ARENAS

Trabajo de Investigación para optar al título de Ingeniero Electricista

DIRECTOR:

Ph.D. RODOLFO VILLAMIZAR MEJÍA

CODIRECTORA:

Ph.D. NEBY CASTRILLÓN GUTIÉRREZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS

**ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES**

BUCARAMANGA

2012

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	13
1 MARCO CONCEPTUAL	15
1.1 TURBINA HIDRÁULICA	15
1.1.1 MODELO LINEAL DE LA TURBINA [4]	16
1.1.2 MODELO NO LINEAL DE LA TURBINA [4]	18
1.2 GENERADOR SÍNCRONO	20
1.2.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	21
1.2.2 MODELOS DEL GENERADOR	22
1.2.3 SISTEMA DE EXCITACIÓN	25
1.2.4 RESPUESTA DEL GENERADOR ANTE UN CAMBIO DE CARGA	28
2 REGULADOR DE VELOCIDAD HIDRÁULICO	30
2.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	30
2.2 TIPOS DE REGULADORES DE VELOCIDAD	30
2.2.1 REGULADOR CON CAÍDA TEMPORAL	30
2.2.2 REGULADOR PROPORCIONAL INTEGRAL DERIVATIVO PID	31
2.2.3 REGULADOR DOBLE DERIVATIVO	32
2.2.4 REGULADOR PRE-ALIMENTADO	33
2.2.5 REGULADOR EN ESPACIO DE ESTADOS	33
3 CRITERIOS Y MEDICIÓN DEL DESEMPEÑO	35
3.1 CRITERIOS DE ERROR	35
3.2 ESFUERZO DEL SISTEMA DE CONTROL	36
3.3 VELOCIDAD DE RESPUESTA	36
3.4 ESTABILIDAD ANTE VARIACIONES DE CARGA	38
3.5 ESTABILIDAD ANTE MODOS DE OSCILACIÓN	39

3.6	ESTABILIDAD RELATIVA	41
4	VALIDACIÓN NUMÉRICA DE REGULADORES	45
4.1	MODELOS DE LOS REGULADORES EMPLEADOS	45
4.1.1	REGULADOR DE CAÍDA TEMPORAL	46
4.1.2	REGULADOR PID	48
4.1.3	REGULADOR DOBLE DERIVATIVO	50
4.2	CONFIGURACIÓN GENERAL DEL SISTEMA DE PRUEBA	52
4.3	CASO 1. MEDICIÓN DE LA VELOCIDAD DE RESPUESTA	55
4.4	CASO 2. ESTABILIDAD ANTE MODOS DE OSCILACIÓN	57
4.5	CASO 3. ESTABILIDAD ANTE VARIACIONES DE CARGA	62
4.6	CASO 4. ESTABILIDAD RELATIVA	65
4.7	ÍNDICES DE DESEMPEÑO PROPUESTOS	67
5	CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS	69
6	BIBLIOGRAFÍA	73

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Carta de selección de turbinas hidráulicas	15
Figura 2: Esquema de bloques del modelo lineal turbina hidráulica	18
Figura 3: Esquema de bloques turbina hidráulica modelo no lineal	20
Figura 4: Modelo simplificado del generador	22
Figura 5: Esquema de un sistema de excitación	25
Figura 6: Sistema de excitación dc	27
Figura 7: Sistema de excitación con campo controlado	27
Figura 8: Sistema de excitación estático alimentado por transformador	28
Figura 9: Modelo generador aislado	28
Figura 10: Función de transferencia relación entre torque y velocidad	29
Figura 11: Función de transferencia relación entre potencia y velocidad	29
Figura 12: Regulador de velocidad con caída temporal	31
Figura 13: Regulador PID típico	32
Figura 14: Regulador de velocidad doble derivativo típico	32
Figura 15: Regulador de velocidad pre-alimentado	33
Figura 16: Esquema de un regulador en espacio de estados	34
Figura 17: Error dinámico	35
Figura 18: Estabilidad en el torque eléctrico	40
Figura 19: Respuesta en el tiempo de un sistema de control	43
Figura 20: Regulador de caída temporal	46
Figura 21: Regulador PID	48
Figura 22: Regulador doble derivativo	50
Figura 23: Sistema de nueve barras DlgSILENT	54
Figura 24: Velocidad de respuesta regulador caída temporal	55
Figura 25: Velocidad de respuesta regulador PID	56
Figura 26: Velocidad de respuesta regulador doble derivativo	56
Figura 27: Respuesta del regulador caída temporal ante un modo de 0.1 Hz.	57
Figura 28: Respuesta del regulador caída temporal ante un modo de 0.5 Hz	58
Figura 29: Respuesta del regulador caída temporal ante un modo de 1.0 Hz	58
Figura 30: Respuesta del regulador caída temporal ante un modo de 2.0 Hz	58
Figura 31: Respuesta del regulador PID ante un modo de 0.1 Hz	59
Figura 32: Respuesta del regulador PID ante un modo de 0.5 Hz	59
Figura 33: Respuesta del regulador PID ante un modo de 1.0 Hz	59
Figura 34: Respuesta del regulador PDI ante un modo de 1.0 Hz	60
Figura 35: Respuesta del regulador doble derivativo ante un modo de 0.1 Hz	60
Figura 36: Respuesta del regulador doble derivativo ante un modo de 0.5 Hz	60
Figura 37: Respuesta del regulador doble derivativo ante un modo de 1.0 Hz	61
Figura 38: Respuesta del regulador doble derivativo ante un modo de 5.0 Hz	61
Figura 39: Generador aislado	62
Figura 40: Estabilidad ante variaciones de carga, regulador caída temporal	63
Figura 41: Estabilidad ante variaciones de carga, regulador PID	63
Figura 42: Estabilidad ante variaciones de carga, regulador doble derivativo	64

Figura 43: Escalón en frecuencia, regulador caída temporal	65
Figura 44. Escalón en frecuencia, regulador PID	66
Figura 45. Escalón en frecuencia, regulador doble derivativo	66
Figura 46: Generadores con diferentes estatismos	76
Figura 47: Regulador con realimentación de la posición del servomotor	77
Figura 48: Regulador con realimentación de la potencia generada	78
Figura 49: Frecuencia vs potencia	79
Figura 50: Frecuencia a diferentes t_w	83
Figura 51: Frecuencia a diferentes H	85
Figura 52: Registro de frecuencia	98

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros regulador caída temporal	47
Tabla 2. Parámetros regulador PID	49
Tabla 3. Parámetros regulador doble derivativo	51
Tabla 4. Parámetros de los generadores	52
Tabla 5. Parámetros de las cargas	52
Tabla 6. Parámetros de las líneas	52
Tabla 7. Parámetros de los transformadores	53
Tabla 8. Condiciones de operación	53
Tabla 9. Resultados velocidad de respuesta	57
Tabla 10. Resultados de estabilidad de los reguladores ante los modos de oscilación	61
Tabla 11. Resultados de la estabilidad ante variaciones de carga	64
Tabla 12. Resultados estabilidad relativa	67
Tabla 13. Índices de desempeño propuestos	67
Tabla 14. CDEC-requisitos de las unidades de generación para el CPF	91
Tabla 15. CAMMESA-requisitos de los sistemas de control para la RPF	92
Tabla 16. Ajustes de parámetros reguladores de velocidad	94
Tabla 17. Índices de desempeño reguladores de velocidad	94
Tabla 18. Resumen requisitos países pertenecientes al UCTE	96
Tabla 19. Resumen requerimientos internacionales desempeño de los reguladores de velocidad	97
Tabla 20. Tabla de valores para calcular el radio de amortiguamiento	99

LISTA DE ANEXOS

A. Definiciones	77
B. Marco referencial	90
C. Estabilidad relativa, cálculo índice de desempeño	99
D. Abreviaturas	101

RESUMEN

TÍTULO: MEDICIÓN DEL DESEMPEÑO DE LOS REGULADORES DE VELOCIDAD DE LAS PLANTAS HIDRÁULICAS¹

AUTOR: Jeider Augusto Pérez Arenas.²

PALABRAS CLAVE: Regulador de velocidad, índices de desempeño, criterios de medición, generador, turbina, sistema aislado, sistema interconectado.

DESCRIPCIÓN

Los reguladores de velocidad son los encargados de controlar la velocidad de giro de la turbina y a su vez el flujo de potencia entregado por el generador. En un sistema eléctrico de potencia cuando se presenta una perturbación que afecta el equilibrio entre demanda y generación, se requiere que la respuesta de los generadores sea tal, que ayude a recuperar lo más rápido posible la estabilidad del sistema, dependiendo principalmente de la calidad de los ajustes de los reguladores de velocidad.

En condiciones normales de operación no es posible evaluar la respuesta de los sistemas de control de velocidad de los generadores, razón por la cual en éste proyecto se buscó seleccionar unos criterios que permitieran determinar el desempeño de los reguladores, partiendo de distintos modelos matemáticos, los cuales representan diferentes estrategias de control. Cada uno de los criterios establecidos se puede evaluar mediante parámetros llamados índices de desempeño, a su vez, se diseñó un procedimiento para la obtención de los índices y posteriormente se validaron en dos sistemas de prueba.

Adicionalmente se presenta un marco referencial que reúne los índices y criterios ya existentes por parte de operadores de sistemas eléctricos y organismos de normatividad internacional. Los resultados obtenidos en la validación de los índices y criterios, más el análisis del marco referencial sirvieron como base para proponer los índices de desempeño que evaluarán una respuesta óptima del regulador.

¹ Proyecto de grado

² Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: Ph.D. Rodolfo Villamizar Mejía. Codirectora: Ph.D. Neby Jennifer Castrillón.

ABSTRACT

TITLE: PERFORMANCE MEASUREMENT OF SPEED CONTROLLERS HYDRAULIC PLANT ³

AUTHOR: Jeider Augusto Pérez Arenas.⁴

KEYWORDS: Governor, performance indices, measurement criteria, generator, turbine, isolated system, interconnected system.

DESCRIPTION

Speed governors are responsible for controlling the rotational speed of the turbine and in turn the flow of power delivered by the generator. In a power system when there is a disturbance that affects the balance between demand and generation, it is required that the response of the generators is such, that helps to recover as quickly as possible the stability of the system, depending mainly on the quality of adjustments of speed governors.

In normal operation is not possible to assess the response of speed control systems on generators, which is why this project was sought in selecting criteria for determining the performance of regulators, based on different mathematical models, the representing different control strategies. Each of the criteria can be assessed by parameters called performance indices, in turn, we designed a procedure to obtain leg indexes and subsequently validated in two test.

Also presents a framework that meets the existing criteria indexes and by operators of electric systems and international standards bodies. The results obtained in the validation of the indices and criteria, plus the analysis of the framework served as the basis for proposing the performance indices to evaluate an optimal response regulator.

³ Degree project: Research Work.

⁴ Faculty of Physics Mechanics Engineering. School of Electrics Engineering, Electronics Engineering and Telecommunications. Director: Ph.D. Rodolfo Villamizar Mejía. Codirectora: Ph.D. Neby Jennifer Castrillón.

INTRODUCCIÓN

El estudio de la estabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEPs) implica el análisis de cada uno de los elementos que lo componen, abarcando desde los generadores hasta el consumidor final, normalmente distantes de los puntos de generación. Es normal que en los SEPs se presenten permanentemente perturbaciones, donde la mayoría solo ocasionan pequeños cambios tal como el desequilibrio de potencia eléctrica en las unidades de generación a razón de la potencia demandada por el sistema. Sin embargo, existen perturbaciones de gran impacto como los cortocircuitos, rechazos significativos de carga, pérdidas considerables de generación, que pueden llegar a comprometer la estabilidad de todo el sistema si este no se encuentra en la capacidad para afrontarlo.

Una de las principales variables a controlar es la frecuencia eléctrica, por ser un parámetro global y encontrarse asociada a la velocidad de giro de los generadores. Para esto, cada máquina cuenta con un regulador que actúa sobre la fuerza motriz de la turbina, controlando la potencia que esta entrega al generador. Es importante que los reguladores de velocidad de las plantas de generación respondan adecuadamente ante las perturbaciones que afecten directamente la frecuencia del sistema, ya que en caso contrario contribuyen a la pérdida de sincronismo y crean un efecto en cadena de pérdida de generación. Es difícil determinar la respuesta del regulador en condiciones normales de operación, ya que la exigencia al mismo es poca, además las perturbaciones de magnitudes considerables son poco comunes.

Este Trabajo de Grado (TG) busca la medición del desempeño de los reguladores de velocidad de plantas hidráulicas, basado en la importancia que representa para los SEPs determinar si estos se encuentran respondiendo adecuadamente a las perturbaciones que afectan la estabilidad. En el [Capítulo 1](#) se presenta el marco teórico relacionado a las turbinas hidráulicas y generadores síncronos. En el

[Capítulo 2](#) se expone el principio de funcionamiento de los reguladores de velocidad al igual que los tipos más comunes. En el [Capítulo 3](#) se determinan los criterios de desempeño y los procedimientos necesarios para evaluar los mismos. En el [Capítulo 4](#) se valida numéricamente el procedimiento con tres tipos de reguladores de velocidad. En el [Capítulo 5](#) se presentan las conclusiones del proyecto y los beneficios que se obtienen. En el [Capítulo 6](#) se lista la bibliografía empleada en la realización del proyecto. Adicionalmente se presentan los [Anexos](#), los cuales contienen información adicional sobre el desarrollo del proyecto.

1 MARCO CONCEPTUAL

1.1 TURBINA HIDRÁULICA

La turbina hidráulica es la encargada de transformar la energía cinética y potencial de un flujo de agua, para generar un movimiento rotativo que es transmitido mediante un eje al rotor de un generador y así producir electricidad [1].

Estas se clasifican principalmente en dos grupos que son: Turbinas de acción, en las cuales la presión del agua no cambia en su paso a través de la turbina (Pelton) y de reacción, en las que sí sufre un cambio considerable al pasar el agua por la turbina (Francis, Kaplan) [2]. El uso de uno u otro tipo de turbinas en las centrales hidroeléctricas depende de factores como la altura de la cabeza de agua, el caudal y la potencia requerida. En la

figura 1 se presenta las regiones límites de operación de cuatro tipos de turbinas hidráulicas.

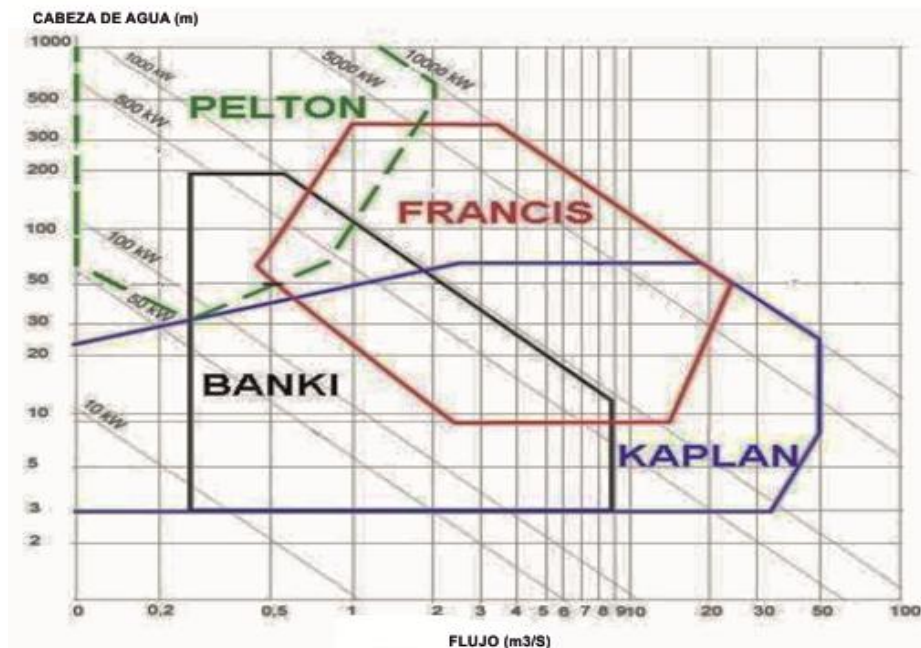


FIGURA 1: CARTA DE SELECCIÓN DE TURBINAS HIDRÁULICAS. FUENTE [3]

Para estudios de estabilidad, es necesario representar la acción de la turbina mediante una función de transferencia que pueda ser modelada en un software de simulación, existen diversos tipos de modelos y según el grado de detalle necesario se puede aplicar uno u otro.

1.1.1 MODELO LINEAL DE LA TURBINA [4]

Es la representación más sencilla de la turbina hidráulica, utilizado para realizar análisis de pequeñas perturbaciones, aunque introduce cierta imprecisión en el resultado. En este modelo se asumen los siguientes criterios:

- La resistencia hidráulica es despreciable.
- La tubería es inelástica y el agua incomprensible.
- La velocidad del fluido varía proporcionalmente con la apertura de la compuerta y con la raíz cuadrada de la cabeza de agua.
- La potencia de salida es proporcional al producto de la cabeza de agua por el volumen de flujo.

Con base en los criterios anteriores, se halla la relación entre la potencia mecánica de la turbina y la posición del servomotor que controla el flujo de agua, basados en tres ecuaciones principales (1, 4 y 8).

- **Velocidad del agua en la tubería:** La velocidad del agua en la tubería es una función de la cabeza de agua y la posición del servomotor.

$$U = K_u G \sqrt{H} \quad 1$$

Dónde:

U= Velocidad del agua

G= Posición de la compuerta.

H= La altura de la cabeza de agua.

K_u = Una constante de proporcionalidad

Para pequeños desplazamientos alrededor del punto de operación.

$$\Delta U = \frac{\partial U}{\partial H} \Delta H + \frac{\partial U}{\partial G} \Delta G \quad 2$$

Resolviendo las derivadas parciales y normalizando las variables se obtiene:

$$\Delta \bar{U} = \frac{1}{2} \Delta \bar{H} + \Delta \bar{G} \quad 3$$

- **Potencia mecánica de la turbina:** La potencia mecánica es proporcional al producto de la cabeza de agua por la velocidad del flujo a través de la tubería.

$$P_m = K_p H U \quad 4$$

Dónde:

K_p =Constante de proporcionalidad.

P_m = Potencia mecánica.

Para pequeños desplazamientos alrededor del punto de operación se tiene:

$$\Delta P_m = \frac{\partial P_m}{\partial H} \Delta H + \frac{\partial P_m}{\partial U} \Delta U \quad 5$$

Resolviendo las derivadas parciales, normalizando las variables y reemplazando se obtiene:

$$\Delta \bar{P}_m = 1.5 \Delta \bar{H} + \Delta \bar{G} \quad 6$$

Reemplazando $\Delta \bar{H}$ obtenido en la ecuación 3 sobre la ecuación 6:

$$\Delta \bar{P}_m = 3 \Delta \bar{U} - 2 \Delta \bar{G} \quad 7$$

- **Inercia agua:** La inercia del agua produce retardos en los cambios de flujo ante variaciones en la posición del servomotor.

$$T_w \frac{d(\Delta \bar{U})}{dt} = -\Delta \bar{H} \quad 8$$

Así, realizando los respectivos remplazos de variables se obtiene la relación entre el flujo y la potencia, para lograr finalmente la relación entre la posición del servomotor y la potencia:

$$T_w \frac{d(\Delta\bar{U})}{dt} = 2(\Delta\bar{G} - \Delta\bar{U}) \quad 9$$

$$T_w s \Delta\bar{U} = 2(\Delta\bar{G} - \Delta\bar{U}) \quad 10$$

$$\Delta\bar{U} = \frac{1}{1 + \frac{1}{2} T_w s} \Delta\bar{G} \quad 11$$

Finalmente:

$$\frac{\Delta\bar{P}_m}{\Delta\bar{G}} = \frac{1 - T_w s}{1 + \frac{1}{2} T_w s} \quad 12$$

La figura 2 es la representación en un diagrama de bloques de la ecuación 12, la cual corresponde al modelo lineal de la turbina hidráulica.

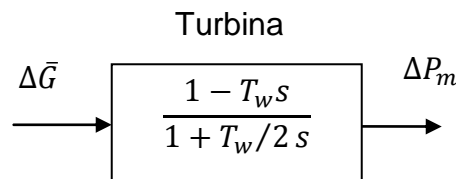


FIGURA 2: ESQUEMA DE BLOQUES DEL MODELO LINEAL TURBINA HIDRÁULICA. FUENTE [4]

1.1.2 MODELO NO LINEAL DE LA TURBINA [4]

El modelo lineal de la turbina es solo válido para análisis de pequeñas perturbaciones alrededor del punto de operación; dado que no considera muchos de los efectos que se presentan en la realidad. El modelo no lineal tiene una mejor aproximación para realizar estudios donde se requiera mayor nivel de precisión; incluye más características de la planta y efectos mecánicos. Las ecuaciones del sistema lineal siguen siendo válidas, solo que se adiciona la velocidad del flujo de agua sin carga U_{NL} , que se relaciona con las pérdidas de potencia P_L y la cabeza de agua inicial H_0 [4].

$$P_m = P - P_L \quad 13$$

$$P = UH \quad 14$$

$$P_L = U_{NL}H \quad 15$$

Dividiendo por los respectivos valores nominales, se normalizan las variables:

$$\frac{P_m}{P_n} = \frac{P}{P_n} - \frac{P_L}{P_n} = \left[\frac{U}{U_n} - \frac{U_{NL}}{U_n} \right] \frac{H}{H_n} \quad 16$$

$$\bar{P}_m = (\bar{U} - \bar{U}_{NL})\bar{H} \quad 17$$

La relación entre potencia y torque se describe en la siguiente ecuación:

$$\bar{T}_m = \frac{\bar{P}_m}{\bar{\omega}} \quad 18$$

El factor \bar{P}_r realiza la conversión de los MVA base de la turbina a los MVA base del generador.

$$\bar{P}_r = \frac{\text{Turbina MVA base}}{\text{Generador MVA base}} \quad 19$$

La ecuación de potencia mecánica de salida se convierte en torque mecánico, dividiéndola por la velocidad:

$$\bar{T}_m = \frac{1}{\bar{\omega}} (\bar{U} - \bar{U}_{NL})\bar{H}\bar{P}_r \quad 20$$

Debido a que existe un flujo de agua sin carga, el cual alimenta las pérdidas de potencia del generador en vacío, la posición relativa del servomotor sin carga no puede ser cero, razón por la que se modifica la posición ideal del servomotor \bar{G} :

$$\bar{G} = A_t \bar{g} \quad 21$$

$$A_t = \frac{1}{\bar{g}_{FL} - \bar{g}_{NL}} \quad 22$$

Dónde:

\bar{G} = Posición ideal del servomotor.

\bar{g} = Posición real del servomotor.

\bar{g}_{FL} = Posición del servomotor a plena carga

\bar{g}_{NL} =Posición del servomotor sin carga

A_t = Ganancia de la turbina

Todas las ecuaciones anteriores se concentran en la figura 3, correspondiente al modelo no lineal de la turbina hidráulica.

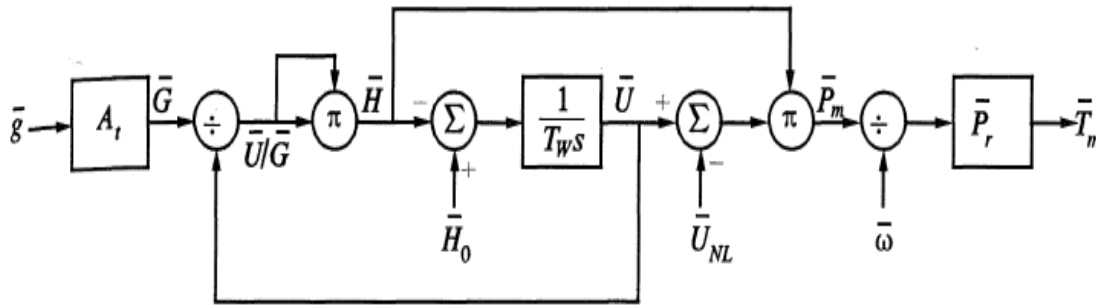


FIGURA 3: ESQUEMA DE BLOQUES TURBINA HIDRÁULICA MODELO NO LINEAL.FUENTE [4]

Para los análisis en el proyecto, el modelo no lineal es suficiente; existen modelos en los cuales se consideran más efectos como la compresibilidad del agua, la elasticidad de la tubería, represas con almenaras entre otros. Ver referencia [4].

1.2 GENERADOR SÍNCRONO

El generador síncrono es uno de los principales componentes en los sistemas eléctricos, ya que es el encargado de generar la energía que es transmitida grandes distancias para ser utilizada por los usuarios. En estas máquinas, la velocidad es directamente proporcional a la frecuencia de la red e inversamente proporcional al número de polos. Existen dos tipos de generadores síncronos: Generador de rotor liso y de polos salientes, los de rotor liso se utilizan en unidades de generación térmicas debido a que la velocidad de giro de estas turbinas son mayores a las velocidades de giro de las turbinas hidráulicas, por lo que el número de polos necesarios para alcanzar la frecuencia nominal es menor comparado con los polos necesarios para alcanzar la velocidad nominal de un

generador de una planta hidráulica [4]. La ecuación 23 describe la velocidad en función del número de polos y la frecuencia de la red.

$$n = 120 \frac{f}{p} \quad 23$$

Dónde:

f= Frecuencia de la red en Hz. n= Velocidad en el eje de la máquina en rpm.

p= Número de polos.

1.2.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

El principio de funcionamiento de un generador síncrono se basa en la interacción de los campos magnéticos del estator y rotor; El devanado del rotor es alimentado por una fuente de corriente continua llamada excitatriz, con la cual se produce un campo magnético y a su vez un flujo que induce una tensión sobre los devanados del estator. La ecuación 24 representa el flujo magnético en el entre hierro del generador.

$$\phi = \phi_0 N \cos wt \quad 24$$

Dónde:

Φ = Flujo en el tiempo en Webers. Φ_0 = Amplitud de la onda de flujo en Webers.

w= Frecuencia de la onda de flujo giratoria en rad/s.

N= Número de espiras del devanando.

Las ecuaciones descritas a continuación son el resultado de la interacción del flujo y los devanados como lo describen la ley de inducción de Faraday y la ley de Lenz

$$e_1 = -\phi_0 N \cos(wt) \quad e_2 = -\phi_0 N \cos(wt - 120^\circ) \quad e_3 = -\phi_0 N \cos(wt + 120^\circ) \quad 25$$

Dónde:

e_1, e_2, e_3 = Tensiones en los devanados del estator en el tiempo.

1.2.2 MODELOS DEL GENERADOR

La importancia de un modelo matemático radica en la necesidad de representar un fenómeno físico en términos de funciones y variables, a medida que aumenta el nivel de detalle se requieren mayor número de ecuaciones y funciones, resultando en un modelo complejo y difícil de analizar. Dependiendo de la naturaleza del estudio se utiliza un modelo estático o dinámico.

MODELO ESTÁTICO DEL GENERADOR

En la figura 4 se presenta el modelo simplificado de un generador síncrono, utilizado para realizar estudios de estado estable como lo es resolver flujos de carga [5].

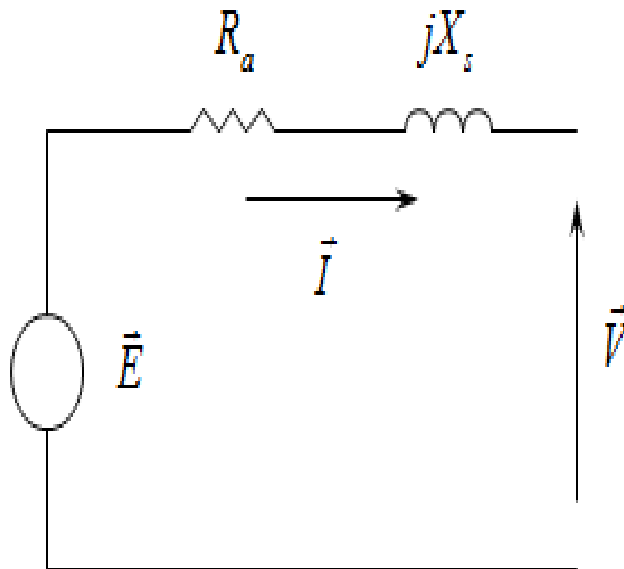


FIGURA 4: MODELO SIMPLIFICADO DEL GENERADOR. FUENTE [5]

Dónde:

\bar{E} =Voltaje interno.

R_a = Resistencia de armadura.

X_s =Reactancia síncrona.

\bar{I} = corriente de armadura

\bar{V} =Tensión en terminales

La tensión en terminales como función de la tensión inducida y la corriente de armadura se calcula aplicando la ley de Kirchhoff.

$$\bar{V} = \bar{E} - (R_a - jX_s)\bar{I} \quad 26$$

MODELO DINÁMICO DEL GENERADOR

El modelo dinámico del generador se utiliza para determinar la respuesta de las variables en el tiempo, por ejemplo la recuperación de la frecuencia ante un evento de rechazo de carga. Las ecuaciones del modelo dinámico presentadas, desprecian los transitorios en el estator; asumiendo que son lo suficientemente rápidos para tener un efecto significativo, obteniendo así, una mayor simplificación del modelo [4] [6].

Las ecuaciones que describen el modelo están conformadas por tres grupos:

- **ECUACIONES DEL ESTATOR:**

$$e_d = \frac{d\Psi_d}{dt} - \Psi_q \omega_r + R_a i_d \quad 27$$

$$e_q = \frac{d\Psi_q}{dt} + \Psi_d \omega_r - R_a i_q \quad 28$$

$$e_0 = \frac{d\Psi_0}{dt} - R_a i_0 \quad 29$$

Dónde:

Ψ_d = Flujo ligado de eje directo

e_d = Tensión inducida de eje directo

Ψ_q = Flujo ligado de eje de cuadratura

e_q = Tensión inducida de eje cuadratura

Ψ_0 = Flujo ligado de secuencia cero

e_0 = Tensión inducida de secuencia cero

i_d = Corriente de eje directo
 i_q = Corriente de eje cuadratura
 i_o = Corriente de secuencia cero

R_a = Resistencia de armadura
 w_r =frecuencia del generador

• **ECUACIONES DEL ROTOR:**

$$e_{fd} = \frac{d\Psi_{fd}}{dt} + R_{fd}i_{fd} \quad 30$$

$$0 = \frac{d\Psi_{1d}}{dt} + R_{1d}i_{1d} \quad 31$$

$$0 = \frac{d\Psi_{1q}}{dt} + R_{1q}i_{1q} \quad 32$$

$$0 = \frac{d\Psi_{2q}}{dt} + R_{2q}i_{2q} \quad 33$$

Dónde:

R_{fd} = Resistencia del rotor

R_{1d} = Resistencia de eje directo

Ψ_{1d} = Flujo ligado de amortiguamiento de eje directo

Ψ_{2q} = Flujo ligado de amortiguamiento de eje cuadratura 2

Ψ_{1q} = Flujo ligado de amortiguamiento de eje cuadratura 1

R_{1q}, R_{2q} = Resistencias de eje cuadratura

Ψ_{fd} = Flujo ligado del campo

i_{fd} = Corriente de excitación

i_{1d} = Corriente del rotor de eje directo

i_{1q} = Corriente del rotor de eje de cuadratura 1

i_{2q} = Corriente del rotor de eje de cuadratura 2

• **ECUACIONES CINÉTICAS:**

$$\frac{d\Delta w_r}{dt} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e - K_d \Delta w_r) \quad 34$$

$$\frac{d\delta}{dt} = w_o \Delta w_r \quad 35$$

$$T_e = \Psi_{ad}i_q - \Psi_{aq}i_d$$

Dónde:

T_m = Torque mecánico

w_o = Frecuencia nominal

T_e = Torque eléctrico

Δw_r = Variación de la frecuencia

K_d = Constante de amortiguamiento

H = Inercia de la máquina

δ = Ángulo de carga

Ver detalle de las ecuaciones en la referencia [4].

1.2.3 SISTEMA DE EXCITACIÓN

La función del sistema de excitación es proveer la corriente de campo que produce el flujo en el rotor de la máquina, en la figura 11 se puede observar el diagrama de bloques tradicional de un sistema de control de excitación. De estos sistemas existen diversos tipos y han variado con el tiempo buscando mayores eficiencias, el consumo de energía de cada uno de estos sistemas se encuentra alrededor del 0.5% de la potencia nominal del generador [7].

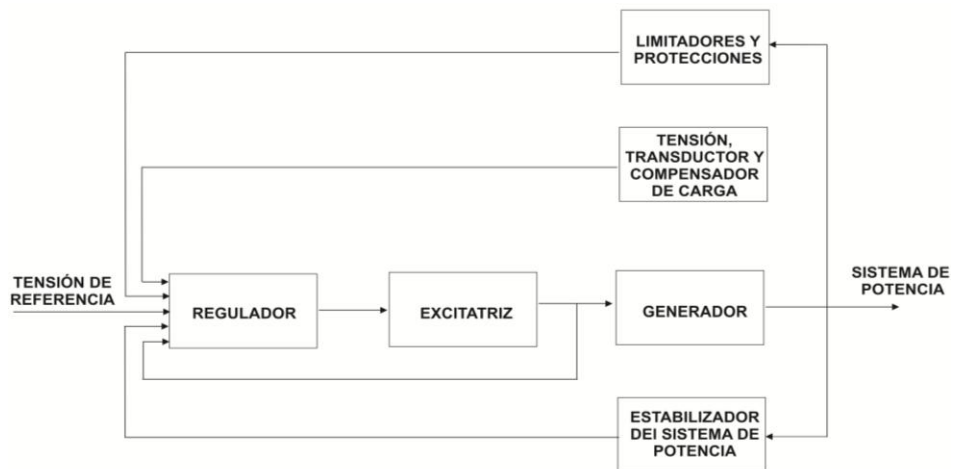


FIGURA 5: ESQUEMA DE UN SISTEMA DE EXCITACIÓN. FUENTE [7]

- A. **Excitatriz:** Este bloque proporciona la energía eléctrica de alimentación al campo rotatorio del generador, constituyendo la fuente de poder del sistema de excitación [7].

- B. **Regulador:** La principal función del regulador es mantener la tensión en terminales del generador o en el punto donde se realice el control en un valor constante, actuando directamente sobre la corriente de excitación del campo. Como funciones adicionales se encuentran variar el consumo de potencia reactiva y amortiguar oscilaciones [7].
- C. **Tensión, transductor y compensador de carga:** El transductor mide el voltaje en bornes del generador o en el punto donde se quiera realizar el control, si este se hace en terminales de la máquina, no es necesario el compensador, ya que este se utiliza para suplir la caída de tensión producida por la corriente entre bornes y el punto de control [7].
- D. **Estabilizador del sistema de potencia:** Este bloque provee una señal de entrada adicional al regulador, la cual se usa para amortiguar las oscilaciones del sistema para un rango determinado de frecuencias [7].
- E. **Limitadores y protecciones:** Los limitadores y las funciones de protección garantizan que los límites de capacidad del sistema de excitación y del generador no se excedan. Algunas de las funciones más usadas son los limitadores de corriente de campo, límite máximo de tensión de excitación, limitador de voltaje, regulación y protección de Volts/Hertz y limitador de bajo voltaje [7].

- **SISTEMA DE EXCITACIÓN ROTATIVO DE CORRIENTE CONTINUA**

Fueron utilizados antes de los años 60 y posteriormente remplazados por los sistemas de excitación AC, aunque aún se encuentran algunos en servicio, se caracterizan por usar fuentes de corriente continua como excitatriz, la cual es movida por un motor o por el eje del generador [4].

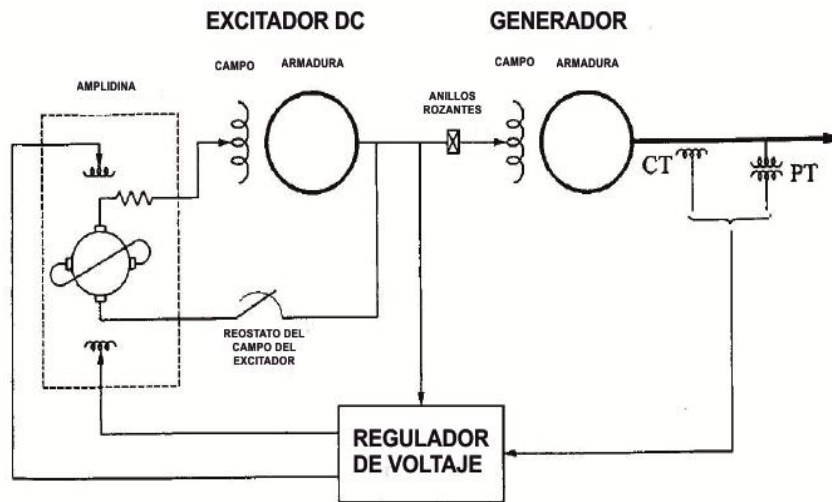


FIGURA 6: SISTEMA DE EXCITACIÓN DC. FUENTE [4]

- **SISTEMAS DE EXCITACIÓN ROTATIVO DE CORRIENTE ALTERNA AC**

Utilizan máquinas rotativas AC como fuentes de potencia de excitación, generalmente se encuentran unidos al mismo eje del generador; la salida AC se rectifica mediante un puente que puede o no ser controlado, para producir la corriente DC que alimenta al campo. Estos sistemas varían según el sistema de rectificación que utilicen, en la figura 7 se presenta el diagrama de un sistema de excitación rotativo de corriente AC con campo controlado [4].

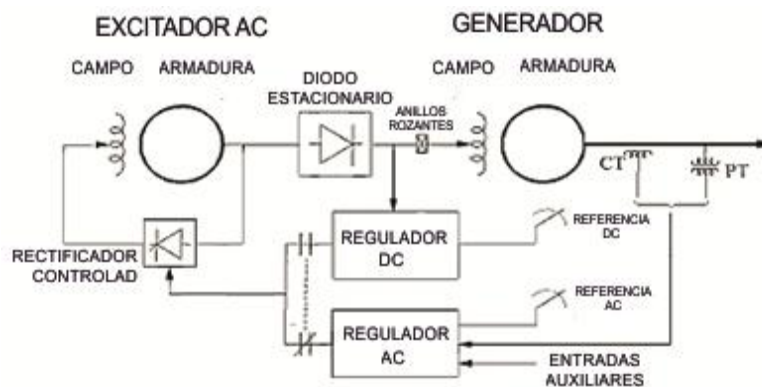


FIGURA 7: SISTEMA DE EXCITACIÓN CON CAMPO CONTROLADO. FUENTE [4]

- **SISTEMAS DE EXCITACIÓN ESTÁTICOS**

Su característica principal es que ningún elemento rota, los rectificadores estáticos proveen la corriente de excitación directamente al campo del generador a través de anillos rozantes, tomando como fuente de alimentación el mismo generador. En la figura 8 se muestra un sistema de rectificación estático alimentado por un transformador desde bornes de la unidad [4].

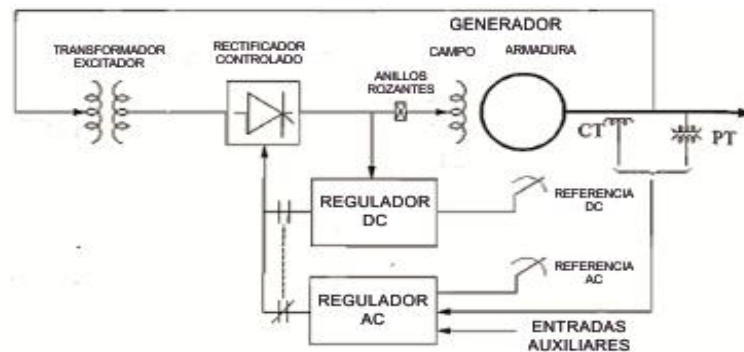


FIGURA 8: SISTEMA DE EXCITACIÓN ESTÁTICO ALIMENTADO POR TRANSFORMADOR. FUENTE [4]

1.2.4 RESPUESTA DEL GENERADOR ANTE UN CAMBIO DE CARGA

Se presentan los conceptos básicos del comportamiento del generador cuando se producen eventos que perturben el estado estable del mismo.

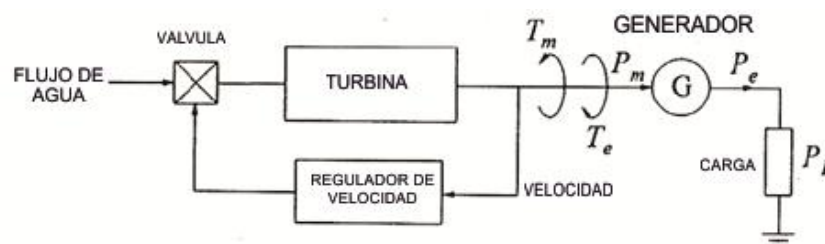


FIGURA 9: MODELO GENERADOR AISLADO. FUENTE [4]

La figura 9 hace referencia al modelo de un generador operando aislado y con una carga de potencia P_L . La función de transferencia que representa al sistema se presenta en la figura 10, que corresponde a la representación en diagrama de bloques de las ecuaciones cinéticas del modelo dinámico del generador.

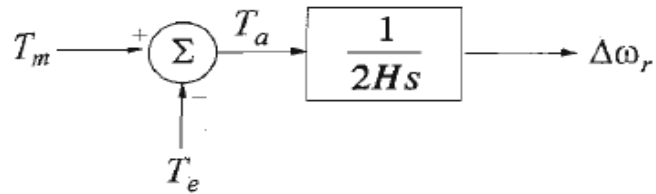


FIGURA 10: FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA RELACIÓN ENTRE TORQUE Y VELOCIDAD. FUENTE [4]

Dónde:

T_m = Torque mecánico

T_a = Torque acelerante

T_e = Torque eléctrico

$\Delta\omega_r$ = Variación de la frecuencia

H = Inercia de la máquina

s = Variable de Laplace

“Para estudios eléctricos es mejor representar los torques como potencias” [4], la relación entre estas variables se presenta en la ecuación 37 dando como resultado al modelo de la figura 11.

$$P = T * \omega$$

37

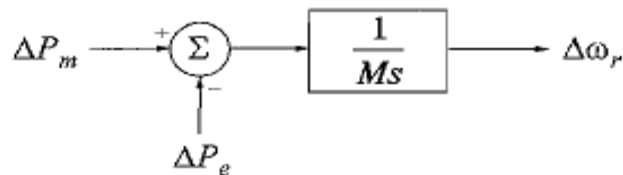


FIGURA 11: FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA RELACIÓN ENTRE POTENCIA Y VELOCIDAD. FUENTE [4]

$$M = 2 * H$$

38

$$\Delta\omega_r = \frac{\Delta P_m - \Delta P_e}{Ms}$$

39

Dónde:

ΔP_m = Delta de potencia mecánica

ΔP_e = Delta de potencia eléctrica

En estado estable $\Delta\omega_r=0$, cuando ocurre un cambio en la carga inmediatamente se ve reflejado en la potencia eléctrica, produciendo un desbalance en la ecuación 37; ya que la potencia mecánica se mantiene constante; dando como resultado una variación en la velocidad.

2 REGULADOR DE VELOCIDAD HIDRÁULICO

2.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Un regulador de velocidad es un sistema de control, cuya función es mantener constante la velocidad de la turbina y así sostener la frecuencia del voltaje generado; ya que la frecuencia es proporcional a la velocidad angular con que gira el eje de la máquina [8].

El control de la velocidad se realiza sobre la fuerza motriz que alimenta la turbina, para el caso de los reguladores de velocidad hidráulicos recae sobre el flujo de agua. Aunque existen muchos tipos de reguladores, la filosofía de funcionamiento se mantiene en todos; a partir de un valor de velocidad de referencia, se compara con la velocidad instantánea en el eje de la máquina, de acuerdo a la diferencia entre estas magnitudes, el regulador toma una acción correctiva; que puede ser aumentando el flujo de agua, incrementando la velocidad, o por el contrario disminuyendo el flujo de agua, disminuyendo la velocidad [8].

2.2 TIPOS DE REGULADORES DE VELOCIDAD

Se presentan los tipos más comunes de reguladores de velocidad hidráulicos.

2.2.1 REGULADOR CON CAÍDA TEMPORAL

Este tipo de regulador utiliza una función de retroalimentación proveniente de la posición del servomotor para cancelar el error entre la velocidad de referencia y la velocidad de la unidad, esta retroalimentación puede ser modelada como adelanto-atraso, Integral-Proporcional, o una función filtro derivativa. El error neto como resultado de esta suma es integrado por el control del regulador e inyectado al control de la posición del servomotor de la turbina. La retroalimentación de la caída temporal ayuda a estabilizar la velocidad de la unidad reduciendo el sobre impulso, los ajustes posibles en un regulador con caída temporal son la constante

de integración, la caída temporal en porcentaje y las constantes de amortiguamiento [8]. En la figura 12 se presenta el diagrama de bloques de un regulador con caída temporal típico.

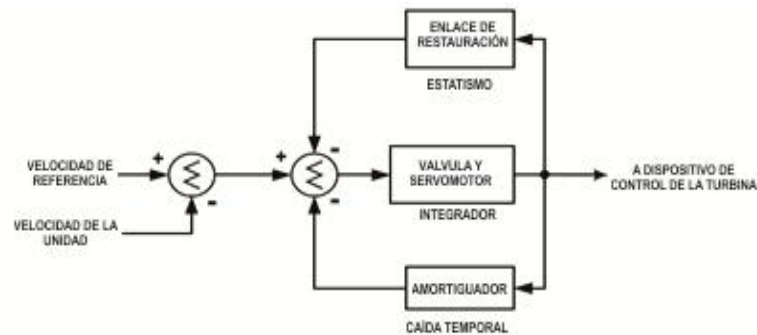


FIGURA 12: REGULADOR DE VELOCIDAD CON CAIDA TEMPORAL. FUENTE [8]

2.2.2 REGULADOR PROPORCIONAL INTEGRAL DERIVATIVO PID

Es uno de los reguladores más empleado por su sencillez, en la figura 13 se presenta un regulador PID típico. Está compuesto de tres términos.

- **TÉRMINO PROPORCIONAL:** Produce una acción proporcional al tamaño del error de manera inmediata. El término proporcional influye directamente en la estabilidad del sistema [8].
- **TÉRMINO INTEGRAL:** Produce una acción que es acumulativa al tamaño del error de entrada, al igual que el término proporcional influye en la estabilidad del sistema, ayuda en la precisión en estado estable [8].
- **TÉRMINO DERIVATIVO:** Produce una acción de control que es proporcional a la razón de cambio del error de entrada, también ayuda a extender los límites de estabilidad del sistema regido por lo que permite una mayor

proporcionalidad de las ganancias, manteniendo un sistema de control estable [8].

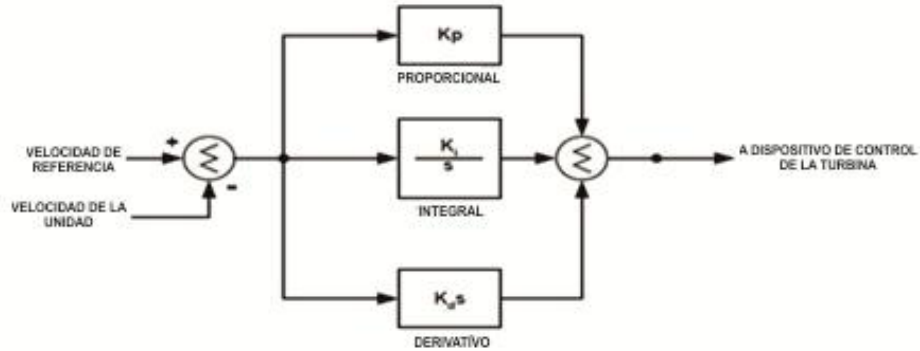


FIGURA 13: REGULADOR PID TÍPICO. FUENTE [8]

2.2.3 REGULADOR DOBLE DERIVATIVO

Un regulador doble derivativo es una variación del regulador PID. En este regulador la estrategia de control al igual que el PID está descrita en varios términos, un término proporcional, un primer término derivativo y un segundo término derivativo se aplican sobre el error de entrada. La suma de estos tres términos se integra por la etapa de salida del regulador. La estrategia del regulador doble derivativo puede resultar en un menor pico de sobre velocidad en el arranque de la unidad, pero es de difícil implementación [8]. En la figura 14 se presenta el diagrama de bloques de un regulador doble derivativo típico.

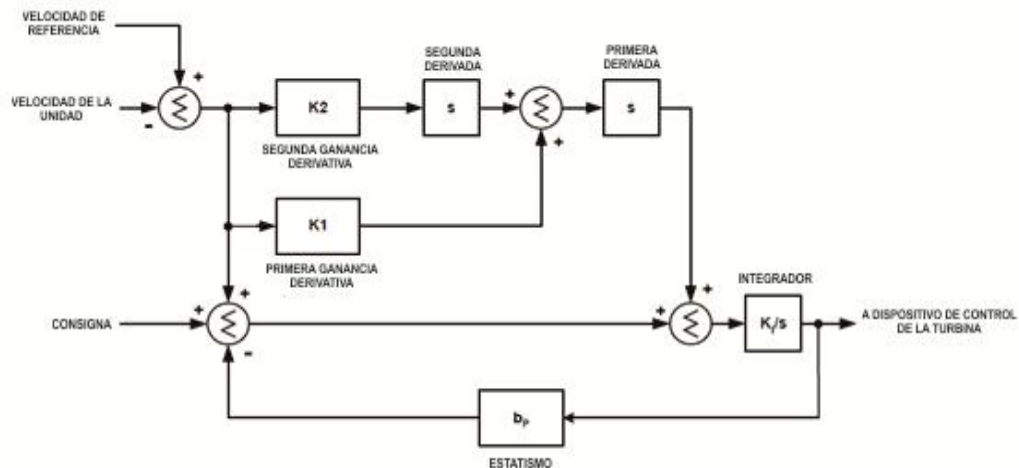


FIGURA 14: REGULADOR DE VELOCIDAD DOBLE DERIVATIVO TÍPICO. FUENTE [8]

2.2.4 REGULADOR PRE-ALIMENTADO

Un regulador pre-alimentado utiliza una estrategia de control que responde de manera predefinida ante las alteraciones de su entorno, este regulador puede ser utilizado en conjunción con cualquier controlador de lazo cerrado para lograr una respuesta más rápida a un cambio en la consigna, sin comprometer la contribución del regulador a la estabilidad total del sistema. En la figura 15 se presenta el diagrama de bloques de un regulador pre-alimentado, como característica importante se debe tener en cuenta que este regulador es diseñado para operar en un sistema interconectado robusto y no en modo isla o aislado [8].

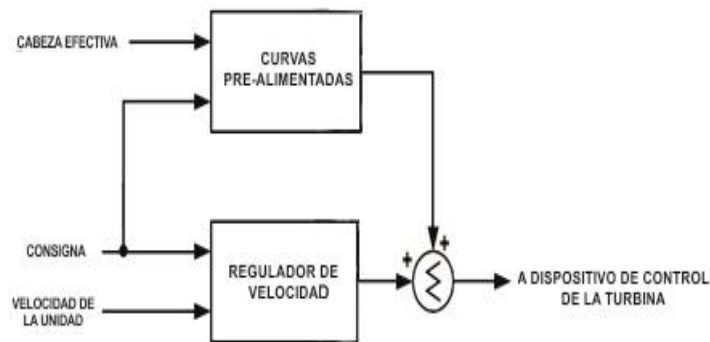


FIGURA 15: REGULADOR DE VELOCIDAD PRE-ALIMENTADO. FUENTE [8]

2.2.5 REGULADOR EN ESPACIO DE ESTADOS

Un regulador en espacio de estados es una estrategia que optimiza la respuesta de un sistema definido por el modelado de todas sus características y toma las acciones necesarias para lograr el control de la respuesta deseada, puede ser utilizado en conjunto con un control retroalimentado para corregir imprecisiones en el modelo del sistema [8]. En la figura 16 se presenta el esquema del sistema de control de un regulador en espacio de estados.

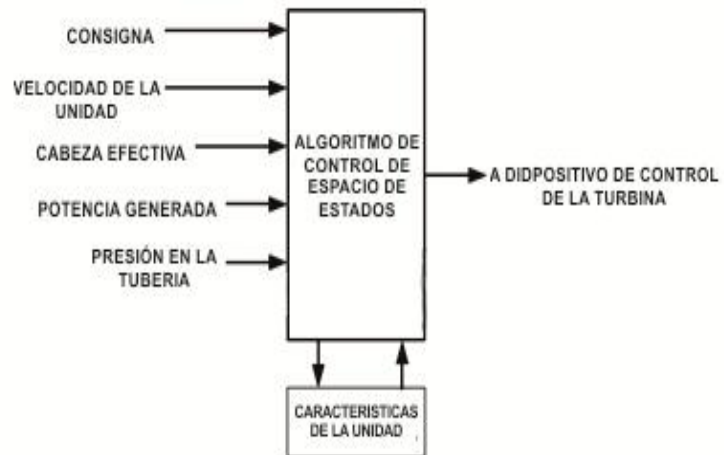


FIGURA 16: ESQUEMA DE UN REGULADOR EN ESPACIO DE ESTADOS. FUENTE [8]

3 CRITERIOS Y MEDICIÓN DEL DESEMPEÑO

Los criterios se sustentan en los requisitos que deben cumplir los reguladores de velocidad para responder adecuadamente ante las perturbaciones que aparezcan en el sistema regulado. Los criterios se seleccionaron con base en el marco referencial revisado (Ver Anexo AB) y criterios típicos utilizados para evaluar reguladores, obteniéndose los siguientes:

3.1 CRITERIOS DE ERROR

El error se define como la diferencia entre el valor de estado estable y la respuesta dinámica del sistema, tal como se muestra en la figura 17.

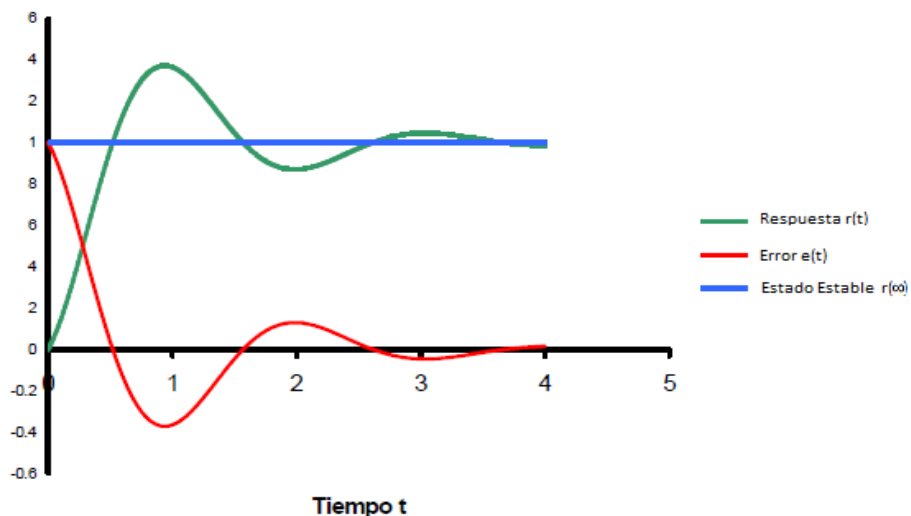


FIGURA 17: ERROR DINÁMICO. FUENTE [9]

- **CRITERIO INTEGRAL DE ERROR CUADRÁTICO (CIEC):** Este criterio da mayor importancia a los errores grandes, pero tiene la desventaja que no es muy selectivo [9], se calcula mediante la siguiente ecuación.

$$CIEC = \int_0^{\infty} e^2(t).dt \quad 40$$

- **CRITERIO INTEGRAL DE ERROR ABSOLUTO (CIEA):** Es de fácil aplicación pero difícil de evaluar analíticamente, no permite la optimización en sistemas sub amortiguados, ni sobre amortiguados [9].

$$CIEA = \int_0^{\infty} |e(t)|.dt \quad 41$$

- **CRITERIO DE ERROR CUADRÁTICO INTEGRAL POR EL TIEMPO (CECIT):** Los errores iniciales tienen poco peso, pero los que se producen con el aumentar el tiempo son fuertemente penalizados [9].

$$CECIT = \int_0^{\infty} t. e^2(t).dt \quad 42$$

- **CRITERIO INTEGRAL DEL PRODUCTO DE ERROR ABSOLUTO POR TIEMPO (CIEAT):** Los errores tardíos son más castigados, tiene una buena selectividad, pero es difícil de evaluar analíticamente [9].

$$CIEAT = \int_0^{\infty} |e(t)|.t.dt \quad 43$$

3.2 ESFUERZO DEL SISTEMA DE CONTROL

El esfuerzo de control, está asociado a la energía requerida para llevar al sistema regulado a la condición de estado estable, cuantificado mediante la ecuación 44, donde $u(t)$ es la señal de velocidad con la que se abre o cierra la válvula que controla el flujo de agua que ingresa a la turbina.

$$Esfuerzo = \int_0^{\infty} u^2(t).dt \quad 44$$

3.3 VELOCIDAD DE RESPUESTA

La velocidad de respuesta del regulador es determinante cuando se requiere que la unidad aumente o disminuya la potencia para mantener la estabilidad sobre la

frecuencia, equilibrando la demanda con la generación. La velocidad de respuesta se calcula realizando un escalón en la velocidad de referencia del generador y midiendo el tiempo en que la potencia generada alcanza el valor final, con la unidad conectada al sistema eléctrico.

- **CONDICIONES INICIALES**

Se debe verificar que la tensión, la frecuencia y la potencia en el sistema, antes de la perturbación se encuentren en estado estable. En caso de no cumplirse deben verificarse las condiciones iniciales de los controles activos.

- **CONFIGURACIÓN**

Se reemplaza la señal de la velocidad proveniente del eje de la unidad, por una ficticia que simule al generador girando a la velocidad nominal, las variables del sistema deben permanecer en condiciones de estado estable ante este cambio.

- **PERTURBACIÓN**

Aplicar un escalón en la señal ficticia que simule una caída en la frecuencia de la red hasta el límite mínimo de operación; para el caso colombiano el límite mínimo normal de operación dispuesto por la CREG es de 59.8 Hz.

- **REGISTRO**

Registrar la potencia en terminales de la unidad.

- **CÁLCULO**

La velocidad de respuesta es el tiempo en el cual la potencia ingresa en una banda del 2% alrededor de la reserva de potencia primaria, medido a partir de la perturbación. La reserva de potencia se calcula de acuerdo a la ecuación 45.

$$\text{Reserva de Potencia} = \frac{\text{Escalón en frecuencia}}{\text{Estatismo}}$$

3.4 ESTABILIDAD ANTE VARIACIONES DE CARGA

El regulador debe ser capaz de mantener la estabilidad cuando se presentan variaciones de carga en el sistema, pero debido a que la unidad cuando se encuentra interconectada está sometida a la influencia de variables externas, esta prueba se debe realizar de forma aislada y con una carga netamente resistiva. Si la unidad es estable en modo aislado, se determina que es estable interconectada; pero en caso de no serlo, no significa que aporte inestabilidad, ya que depende de las otras unidades con las que se encuentre interactuando en la operación [8].

Para determinar si el regulador es estable ante variaciones bruscas de potencia, se realiza una variación de carga del 5% de la potencia máxima, simulando la apertura y el recierre del interruptor. Los tiempos de recierre de los interruptores normalmente son ajustables, por lo que se debe realizar para la condición más crítica, correspondiente al tiempo máximo.

- **CONDICIONES INICIALES**

Se debe verificar que la tensión, la frecuencia y la potencia en el sistema, antes de la perturbación se encuentren en estado estable. En caso de no cumplirse deben verificarse las condiciones iniciales de los controles activos.

- **CONFIGURACIÓN**

Con el generador aislado, se deben conectar en terminales de la máquina dos cargas resistivas, una equivalente al 75% de la potencia máxima activa del generador y la otra al 5%.

- **PERTURBACIÓN**

La perturbación es la apertura del interruptor de la carga equivalente al 5% de la potencia máxima del generador y luego de un tiempo el recierre del mismo.

- **REGISTRO**

Se realiza el registro de la frecuencia.

- **CÁLCULO**

Si la frecuencia y la potencia se estabilizan luego de las perturbaciones, se concluye que es estable.

3.5 ESTABILIDAD ANTE MODOS DE OSCILACIÓN

Los modos de frecuencia están continuamente excitándose y amortiguándose por las características dinámicas del sistema, estas oscilaciones se amortiguan mediante los estabilizadores de sistemas de potencia, los cuales se ajustan para una banda determinada de frecuencias. El regulador de velocidad no se puede considerar como elemento amortiguador de oscilaciones, pero se puede calcular su respuesta cuando estos se presentan en la red, evaluando la influencia positiva o negativa en el amortiguamiento del modo mediante la medición de la potencia que la máquina este entregando a la red, ya que una oscilación de frecuencia conlleva a una oscilación de potencia sobre las unidades. El desfase entre la potencia y la frecuencia para producir un efecto estabilizante debe ser menor a 90° .

La razón del desfase máximo radica en las componentes del torque eléctrico (T_e), compuesto de un torque sincronizante (T_s) y un torque amortiguador (T_D). El

torque sincronizante se encarga de mantener las máquinas unidas eléctricamente lo que es importante para la estabilidad luego de ocurrida una perturbación y el torque amortiguador determina la tasa de disminución de la amplitud de las oscilaciones, además estas componentes deben estar en fase con las variaciones de velocidad y carga [4], tal como se muestra en la figura 18.

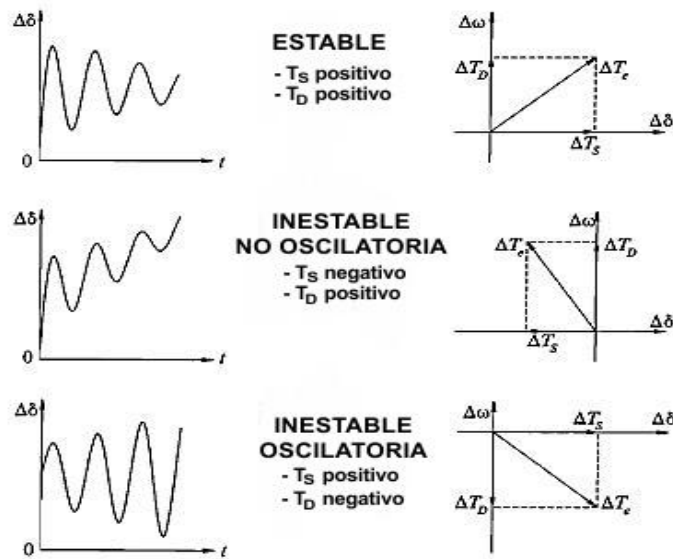


FIGURA 18: ESTABILIDAD EN EL TORQUE ELÉCTRICO. FUENTE [4]

- **CONDICIONES INICIALES**

Con el generador conectado al sistema eléctrico cargado más del 80% de su capacidad, se debe verificar que la tensión, la frecuencia y la potencia en el sistema antes de la perturbación, se encuentren en estado estable. En caso de no cumplirse deben verificarse las condiciones iniciales de los controles activos.

- **CONFIGURACIÓN**

Se inhabilita el lazo de realimentación de velocidad de la unidad, reemplazándolo por una señal ficticia que simule la velocidad nominal del generador.

- **PERTURBACIÓN**

Se inyecta una señal sinusoidal de pequeña amplitud en la referencia de velocidad del generador y de valor de frecuencia igual al modo analizado.

- **REGISTRO**

Se registra la señal sinusoidal inyectada y la potencia en terminales de la unidad.

- **CÁLCULO**

Se comparan las dos señales registradas y se determina el desfase que existe, tomando como referencia la señal sinusoidal, se evalúa la estabilidad de acuerdo al criterio del desfase máximo.

3.6 ESTABILIDAD RELATIVA

Se refiere al grado de estabilidad de la respuesta y se mide con parámetros llamados índices de desempeño, los cuales caracterizan la respuesta en el tiempo del sistema, las pruebas para determinar la estabilidad relativa se realizan con la unidad aislada alimentando una carga resistiva. En la figura 19 se muestra la respuesta transitoria con los índices de desempeño asociados de un sistema de control ante una perturbación escalón.

ÍNDICES DE DESEMPEÑO

- **SOBRE IMPULSO (SI)**

Es el valor pico máximo de la curva de respuesta, medido a partir del valor de estado estable. Generalmente se expresa como el porcentaje de exceso del valor máximo de la salida con respecto al valor final.

- **TIEMPO DE SUBIDA (t_r)**

Es el tiempo requerido para que la respuesta pase del 10 al 90% de su valor final, es un indicador de la rapidez del sistema.

- **TIEMPO DE ASENTAMIENTO (t_s)**

Es el mínimo valor de tiempo a partir del cual la respuesta se encuentra dentro de una banda que puede ser del 5% o 10% de su valor final.

- **RADIO DE AMORTIGUAMIENTO (DR)**

El radio de amortiguamiento determina la tasa de decaimiento de la amplitud de la oscilación.

$$\zeta = \frac{\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + w_d^2}}$$

46

Dónde:

ζ = Radio de amortiguamiento.

w_d = Frecuencia de la oscilación

σ = Coeficiente de amortiguamiento

La amplitud decae al 37% o (1/e) de su valor inicial en (1/ σ) segundos, si $\zeta=1$ el sistema vuelve al equilibrio lo más rápido posible sin oscilación, si $\zeta<1$ el sistema oscila con frecuencia reducida y si $\zeta=0$ el sistema oscila con su frecuencia de resonancia.

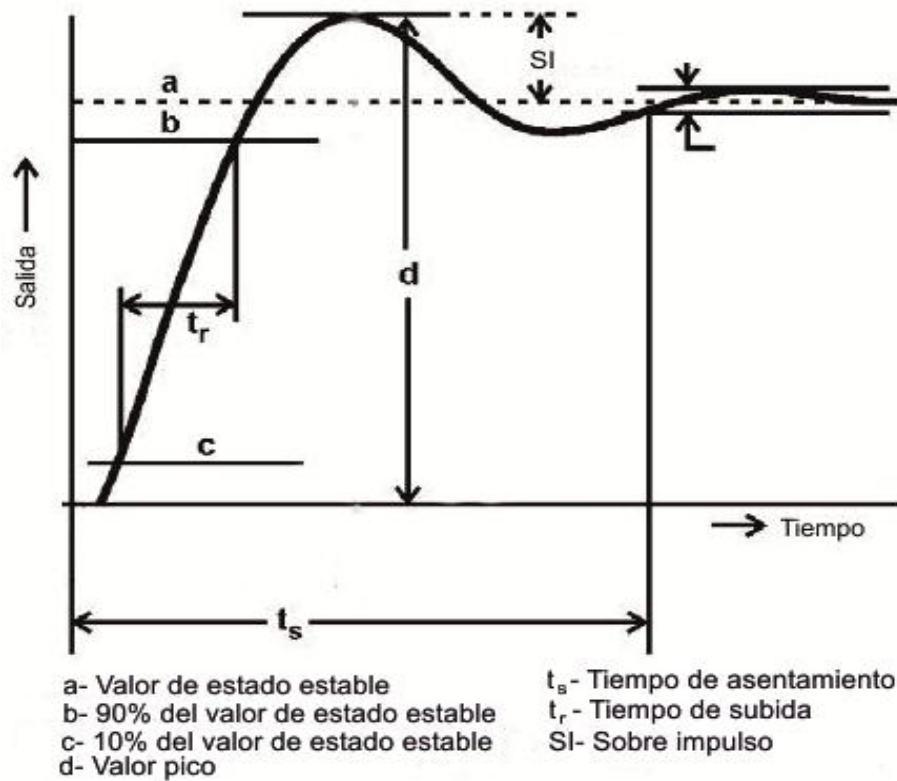


FIGURA 19: RESPUESTA EN EL TIEMPO DE UN SISTEMA DE CONTROL. FUENTE [8]

MEDICIÓN DE LA ESTABILIDAD RELATIVA

- **CONDICIONES INICIALES**

Los índices de desempeño que caracterizan la respuesta en el tiempo, se miden con el generador aislado y con una carga resistiva del 80% de la potencia máxima.

Se debe verificar que la tensión, la frecuencia y la potencia en el sistema, antes de la perturbación se encuentren en estado estable. En caso de no cumplirse deben verificarse las condiciones iniciales de los controles activos.

- **CONFIGURACIÓN**

Con el generador aislado, se debe conectar en terminales de la máquina una carga resistiva equivalente al 80% de la potencia máxima activa del generador.

- **PERTURBACIÓN**

Aplicar un escalón del 1% en la velocidad de referencia del regulador.

- **REGISTRO**

Registrar la frecuencia de la unidad.

- **CÁLCULO**

El cálculo de los índices se realiza a partir del registro de frecuencia (ver anexo C).

4 VALIDACIÓN NUMÉRICA DE REGULADORES

Para validar numéricamente el desempeño del regulador de velocidad usando diferentes configuraciones del controlador (caída temporal, doble derivativo, PID) se simuló un sistema de 9 barras (figura 23) mediante el software de simulación DigSILENT PowerFactory 14. En él se implementaron los modelos de los reguladores de velocidad descritos en la sección 2.2 y el modelo no lineal de la turbina, donde las constantes y los ajustes fueron tomados de valores típicos descritos en el estándar IEEE 125, citado en el marco referencial (Ver Anexo B). Para generar trazabilidad en los resultados individuales de cada regulador, se supondrá que todos actúan bajo las mismas condiciones de operación (generador, turbina, planta y carga).

4.1 MODELOS DE LOS REGULADORES EMPLEADOS

De los reguladores de velocidad hidráulicos descritos en la sección 2.2, no se implementaron los reguladores pre-alimentados y el de espacio de estados; por razones de complejidad en su modelado, ya que dependen directamente de características propias de la planta de generación donde actúen.

4.1.1 REGULADOR DE CAIDA TEMPORAL

PCU_Caida_Temporal:

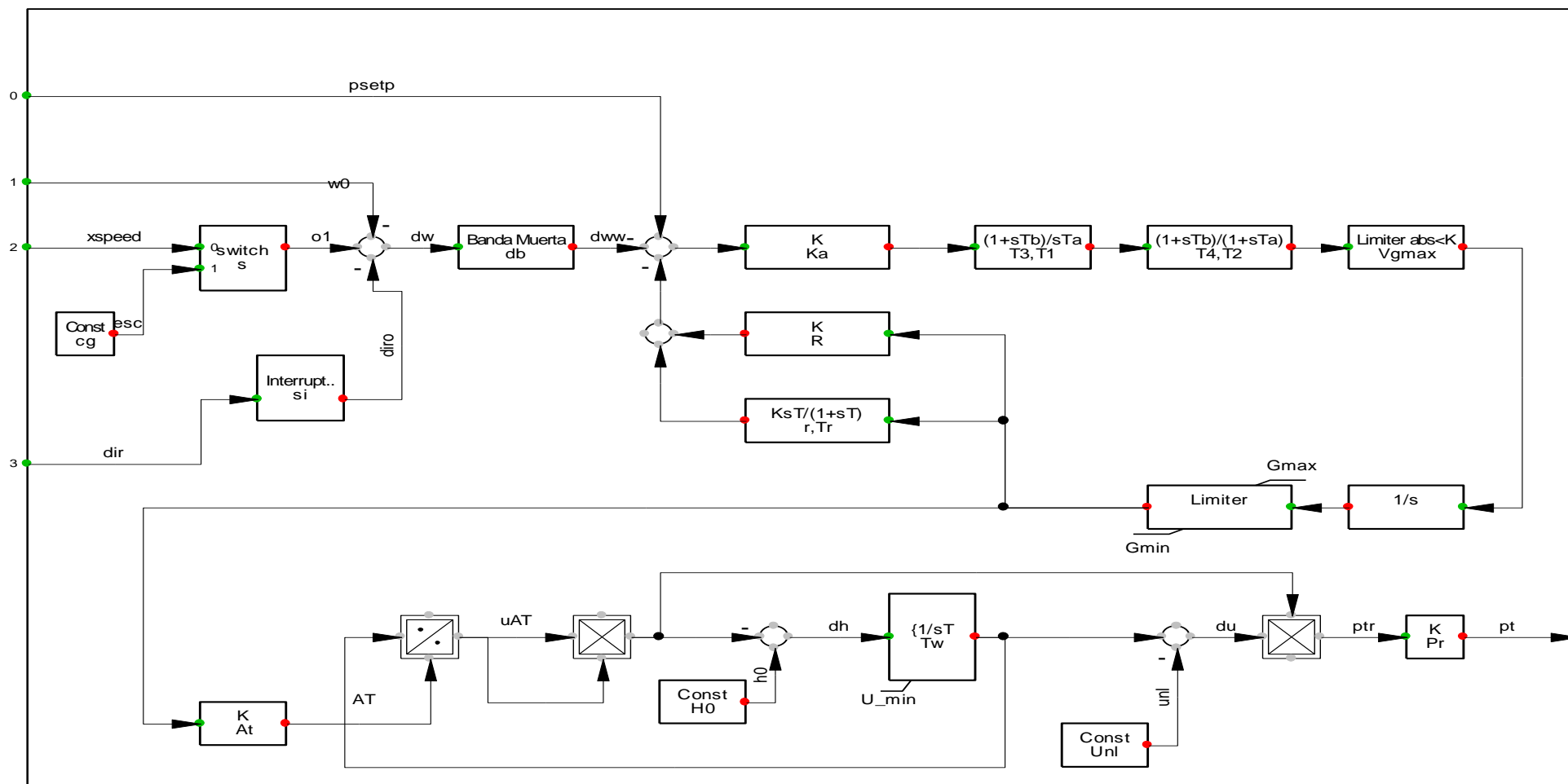


FIGURA 20: REGULADOR DE CAIDA TEMPORAL

TABLA 1. PARÁMETROS REGULADOR CAIDA TEMPORAL

Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
db	Banda muerta	0.0005	[p.u]
cg	Escalón en frecuencia	0	[p.u]
Pr	Potencia Turbina/Potencia Generador	1.01	[p.u/ p.u]
Ka	Ganancia de control	0,99	[p.u]
T3	Constante de tiempo del Regulador	0,99	[s]
T1	Constante de tiempo derivativa	0,8	[s]
T4	Constante de tiempo integral, lazo adelanto atraso	0,2	[s]
T2	Constante de tiempo derivativa lazo adelanto atraso	0,05	[s]
Vgmax	Velocidad máxima del servomotor	0,3	[p.u/ s]
R	Estatismo	0,05	[p.u]
r	Caída temporal	1,2	[p.u]
Tr	Constante de tiempo caída temporal	1,5	[s]
Tw	Inercia del agua	0,74	[s]
H0	Cabeza nominal del embalse	1	[p.u]
At	Ganancia de la turbina	1,05	[p.u/ p.u]
Unl	Velocidad del agua sin carga	0,05	[p.u/ s]
Gmin	Posición mínima del servomotor	0	[p.u]
U_min	Velocidad mínima del agua	0	[p.u/ s]
Gmax	Posición máxima del servomotor	1	[p.u]
S	Selector que inhibe la realimentación de velocidad	0	[p.u]
SI	Interruptor de entrada externa	0	[p.u]

4.1.2 REGULADOR PID

PCU_PID:

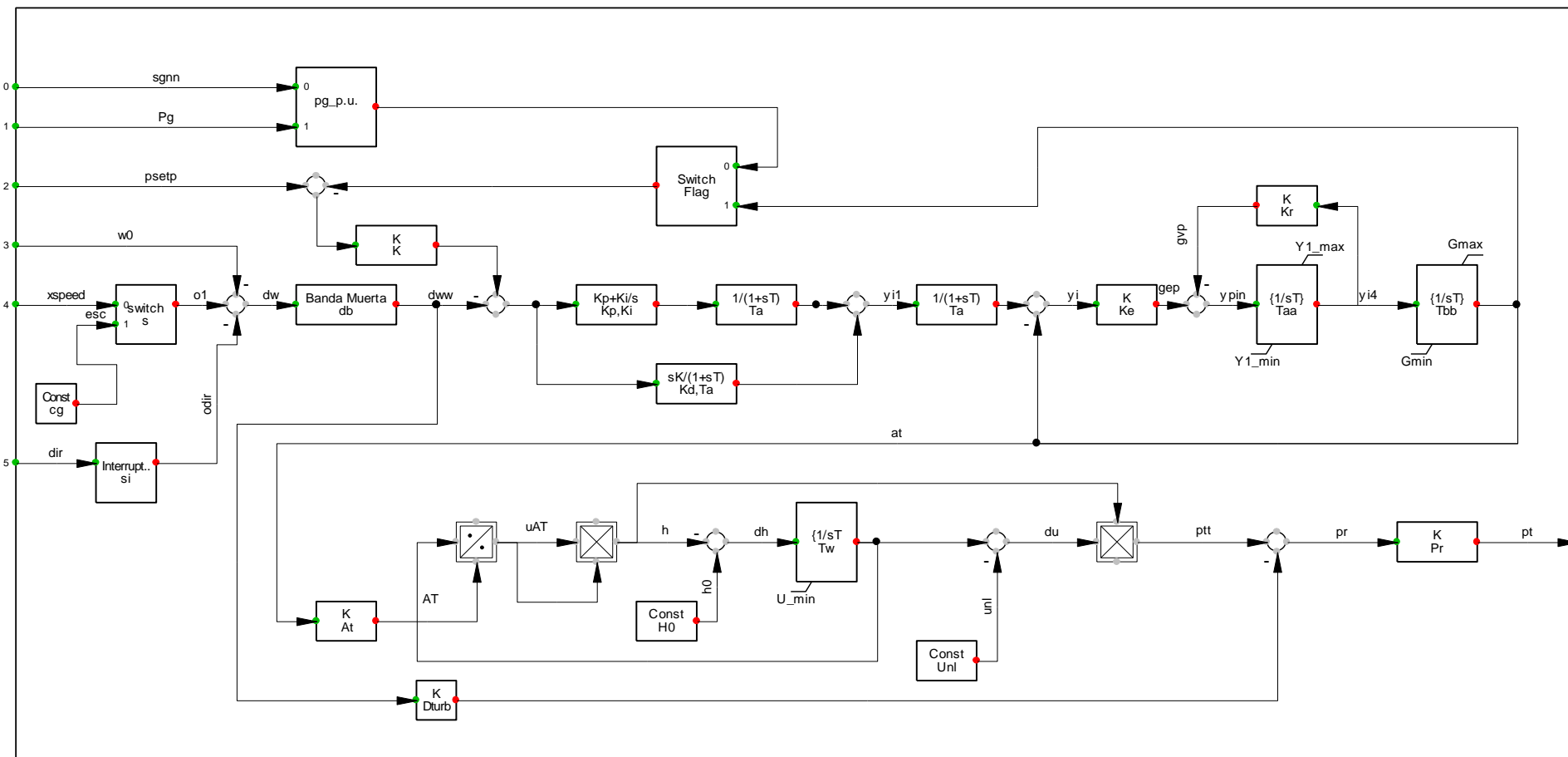


FIGURA 21: REGULADOR PID

TABLA 2. PARÁMETROS REGULADOR PID

Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
db	Banda muerta	0.0005	[p.u]
Pr	Potencia Turbina/Potencia Generador	1.01	[p.u/ p.u]
Ta	Constante de tiempo del transductor	0,5	[s]
Ke	Ganancia proporcional error en posición	6	[p.u]
Kr	Ganancia proporcional servomotor	6,6358	[p.u]
Taa	Constante de Tiempo Integral del Servomotor-1	0,0112	[s]
Kp	Ganancia proporcional	5	[p.u]
Ki	Ganancia integral	0,05	[p.u]
Tbb	Constante de Tiempo Integral del Servomotor-2	1,9797	[s]
Kd	Ganancia derivativa	0	[p.u]
Dturb	Amortiguamiento de la turbina	0,0001	[p.u]
Flag	Selector [0,1]	0	
Tw	Inercia del agua	0,74	[s]
K	Estatismo	0,05	[p.u]
H0	Cabeza nominal del embalse	1	[p.u]
At	Ganancia de la turbina	1,05	[p.u/ p.u]
Unl	Velocidad del agua sin carga	0,05	[p.u/ s]
cg	Escalón de frecuencia	0	[p.u]
Y1_min	Velocidad de cierre máxima del servomotor	-0,2415	[p.u/ s]
Gmin	Posición mínima del servomotor	0	[p.u]
U_min	Velocidad mínima del agua	0	[p.u/ s]
Y1_max	Velocidad de apertura máxima del servomotor	0,19797	[p.u/ s]
Gmax	Posición máxima del servomotor	1	[p.u]
S	Selector que inhibe la realimentación de velocidad	0	[p.u]
SI	Interruptor de entrada externa	0	[p.u]

TABLA 3. PARÁMETROS REGULADOR DOBLE DERIVATIVO

Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
db	Banda muerta	0.005	[<i>p.u</i>]
Pr	Potencia Turbina/Potencia Generador	1.01	[<i>p.u</i> / <i>p.u</i>]
Td	Constante de tiempo transductor de frecuencia	0,025	[<i>s</i>]
K1	Ganancia primera derivada	1	[<i>p.u</i>]
Tf	Constante de tiempo del control	1	[<i>s</i>]
K2	Ganancia segunda derivada	1	[<i>p.u</i>]
Ki	Ganancia integral	200	[<i>p.u</i>]
R	Estatismo	0,05	[<i>p.u</i>]
Tt	Constante de tiempo transductor de potencia	0	[<i>s</i>]
Kg	Ganancia velocidad servomotor	0,3	[<i>p.u</i>]
Tp	Constante de tiempo velocidad servomotor	0,5	[<i>s</i>]
Tw	Inercia del agua	0,74	[<i>s</i>]
H0	Cabeza nominal del embalse	1	[<i>p.u</i>]
At	Ganancia de la turbina	1,05	[<i>p.u</i> / <i>p.u</i>]
Unl	Velocidad del agua sin carga	0,05	[<i>p.u</i> / <i>s</i>]
cg	Escalón de frecuencia	0	[<i>p.u</i>]
Velclose	Velocidad de cierre máxima del servomotor	0,01	[<i>p.u</i> / <i>s</i>]
Gmin	Posición mínima del servomotor	0	[<i>p.u</i>]
U_min	Velocidad mínima del agua	0	[<i>p.u</i> / <i>s</i>]
Velopen	Velocidad de apertura máxima del servomotor	0,01	[<i>p.u</i> / <i>s</i>]
Gmax	Posición máxima del servomotor	1	[<i>p.u</i>]
S	Selector que inhibe la realimentación de velocidad	0	[<i>p.u</i>]
SI	Interruptor de entrada externa	0	[<i>p.u</i>]

4.2 CONFIGURACIÓN GENERAL DEL SISTEMA DE PRUEBA

El Sistema de prueba empleado es el modelo de nueve barras (Nine Bus System) creado por DlgSILENT [10], (Ver figura 23), conformado por tres generadores, tres transformadores, tres cargas y seis líneas de transmisión. Tal sistema se utiliza para el análisis de estabilidad de tensión y de frecuencia y sus parámetros se presentan de la Tabla 4 a la

Tabla 8.

TABLA 4. PARÁMETROS DE LOS GENERADORES

NOMBRE	S	H	rstr	xl	xrl	xd	xq	xd'	xq'	xd''	xq''
	MVA	s	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.
G1	247,5	4,775	0	0,083	0	0,36	0,24	0,15	0,3	0,1	0,1
G2	192,0	1,770	0,005	0,141	0	1,72	1,66	0,23	0,378	0,2	0,2
G3	128,0	1,175	0	0,0949	0	1,68	1,61	0,23	0,32	0,2	0,2

TABLA 5. PARÁMETROS DE LAS CARGAS

NOMBRE	P	Q	S
	MW	MVAR	MVA
Load A	178,8852	49,69033	185,6584
Load C	89,39015	69,52567	113,2449
Load B	159,0374	79,5187	177,8092

TABLA 6. PARÁMETROS DE LAS LINEAS

NOMBRE	TENSIÓN	R	X	LONGITUD
	kV	Ohm/km	Ohm/km	km
Line 1	230	5,29	44,965	1
Line 2	230	16,928	85,169	1
Line 3	230	4,4965	38,088	1
Line 4	230	6,2951	53,3232	1
Line 5	230	20,631	89,93	1
Line 6	230	8,993	48,668	1

TABLA 7. PARÁMETROS DE LOS TRANSFORMADORES

NOMBRE	S	r	x	VH	VL
	MVA	p.u.	p.u.	kV	kV
T1	250	0	0,0576	230	16,5
T2	200	0	0,0625	230	18
T3	150	0	0,0586	230	13,8

TABLA 8. CONDICIONES DE OPERACIÓN

NOMBRE	P	Q	V
	MW	MVAR	p.u.
G1	195,2492	83,1153	1,022377
G2	140,0367	41,72797	1,021259
G3	100,1634	36,32629	1,021581

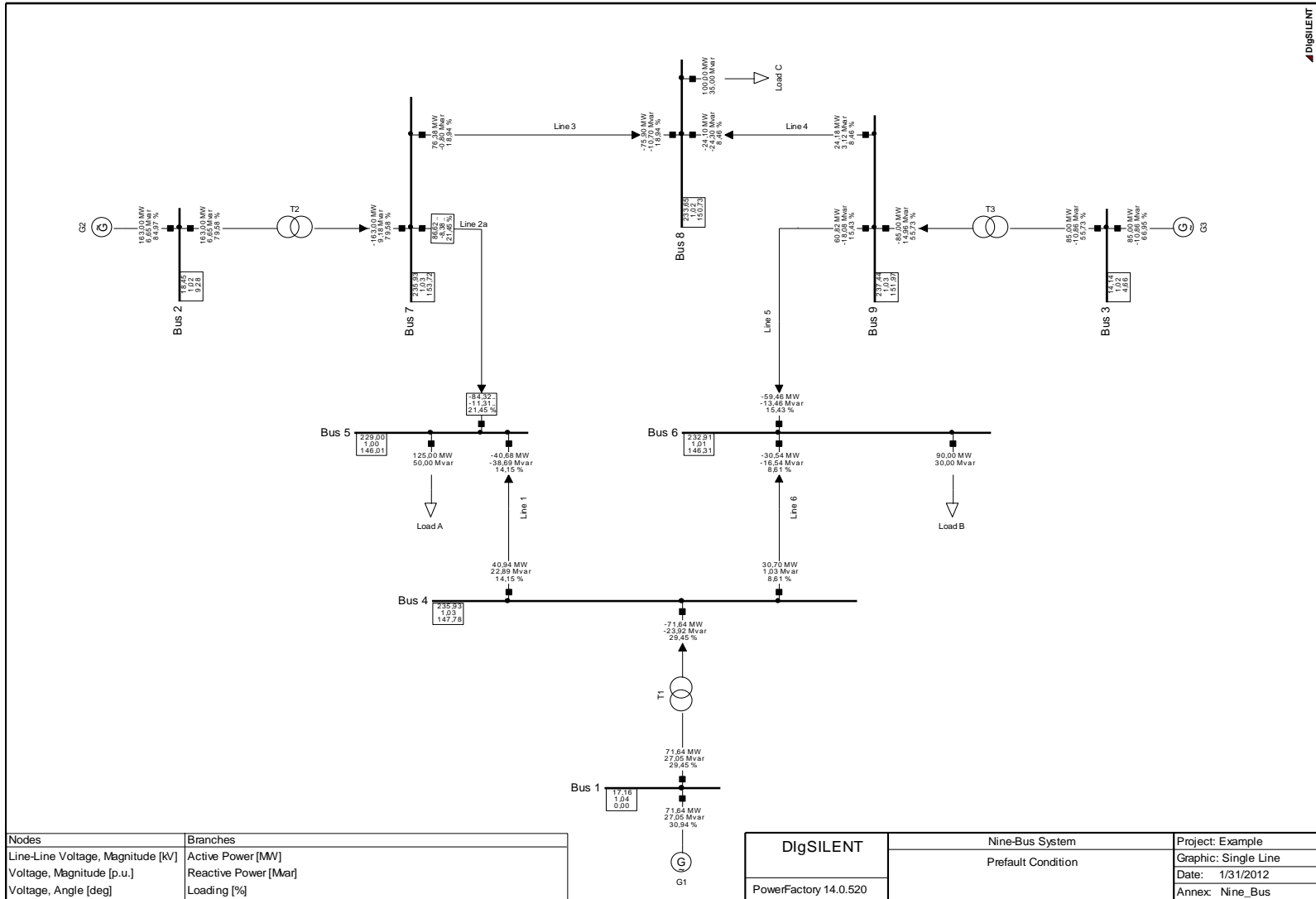


FIGURA 23 SISTEMA DE NUEVE BARRAS DIGSILENT

4.3 CASO 1. MEDICIÓN DE LA VELOCIDAD DE RESPUESTA

Para determinar la velocidad de respuesta se utilizó la configuración mostrada en la figura 23 y se siguieron los pasos enunciados en la sección 3.3, en que el generador G1 es el utilizado para la prueba.

Se simularon cada uno de los tres tipos de reguladores, aplicándoseles una perturbación a los 10 segundos de simulación. Los resultados de simulación se presentan de la figura 24 a la figura 26 y en la Tabla 9. En las figuras, las líneas continuas, a trazos y a trazos-puntos corresponden respectivamente a potencia del generador, potencia de referencia y señal de error de seguimiento.

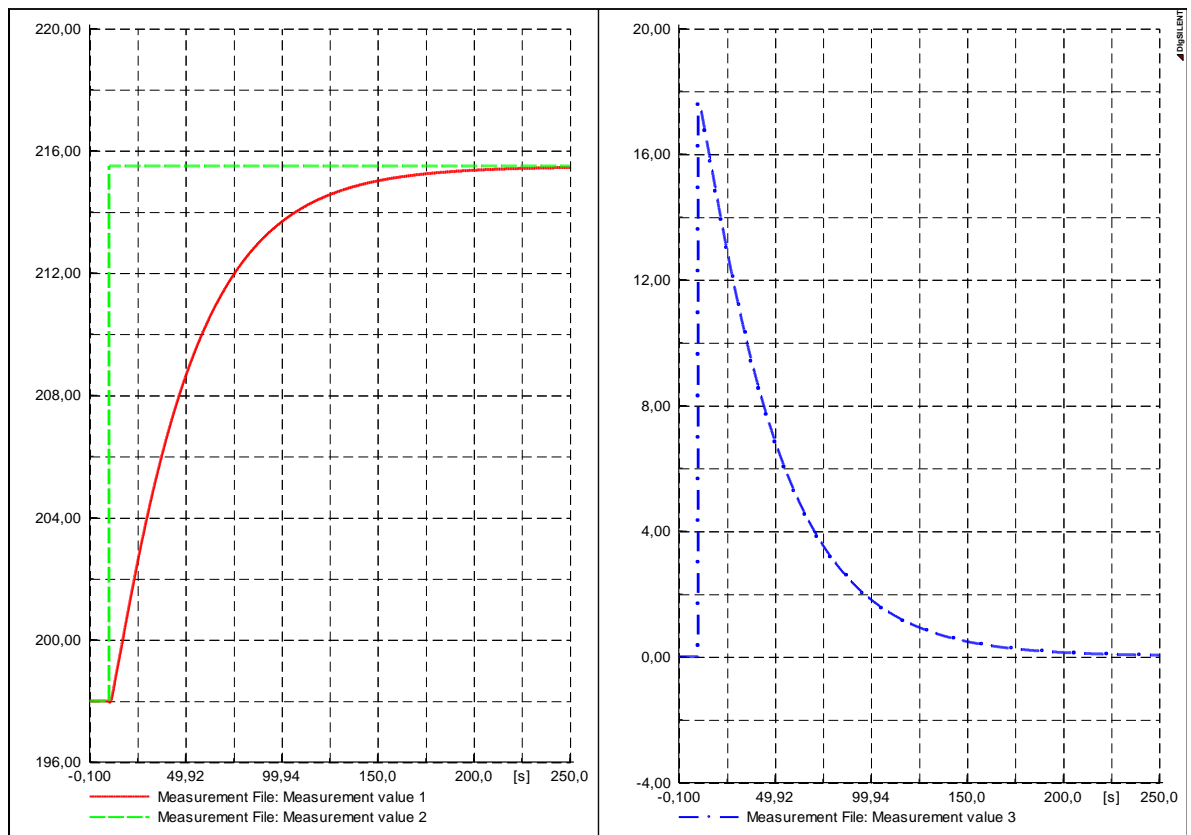


FIGURA 24: VELOCIDAD DE RESPUESTA REGULADOR CÁIDA TEMPORAL

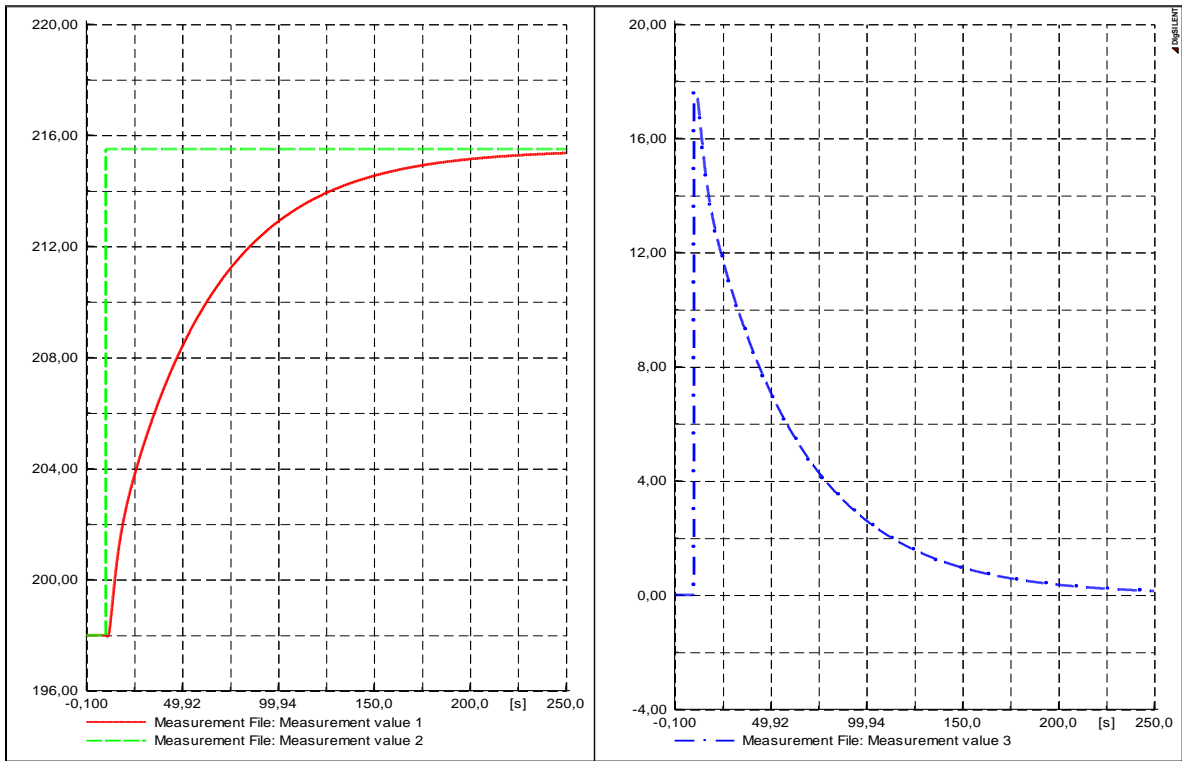


FIGURA 25: VELOCIDAD DE RESPUESTA REGULADOR PID

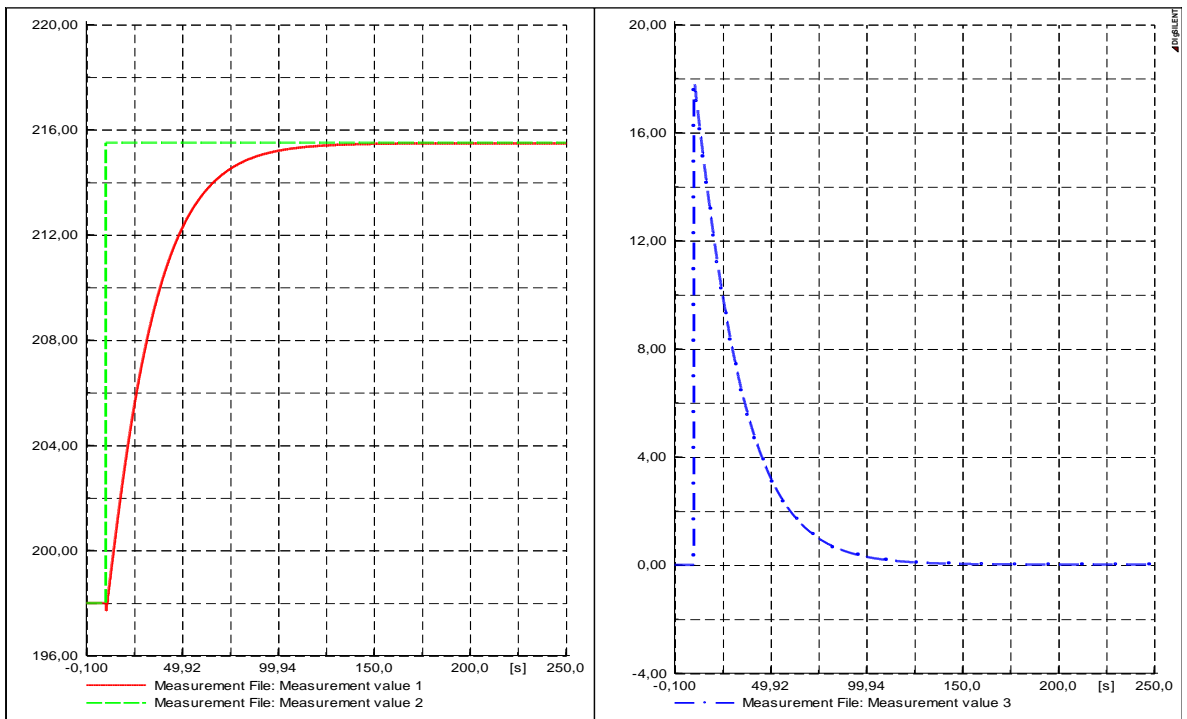


FIGURA 26: VELOCIDAD DE RESPUESTA REGULADOR DOBLE DERIVATIVO

TABLA 9. RESULTADOS VELOCIDAD DE RESPUESTA

	VEL DE RTA [S]	CIEC [MW ² -S]	CIEA [MW-S]	CECIT [MW ² -S ²]	CIEAT [MW-S ²]	ESFUERZO p.u.
CAÍDA TEMPORAL	162.6317	6865.531	730.2327	136099.7103	27893.0423	6,49E-05
PID	201.5117	6600.0563	795.1218	156742.0728	37715.3426	3,81E-04
DOBLE DERIVATIVO	96.8817	4019.3204	426.6770	46344.2038	9705.8341	1,45E-04

De acuerdo a los resultados de las simulaciones mostrados en la Tabla 9, el regulador PID gasta el mayor tiempo en alcanzar el valor de potencia final, presenta los mayores errores y el mayor esfuerzo.

4.4 CASO 2. ESTABILIDAD ANTE MODOS DE OSCILACIÓN

Para determinar el amortiguamiento sobre las oscilaciones que se presenten en la red, se siguieron los pasos descritos en la sección 3.5, aplicados al generador G1 del sistema de prueba de la figura 23. Los resultados de simulación se presentan de la figura 27 a la figura 38 y en la Tabla 10,

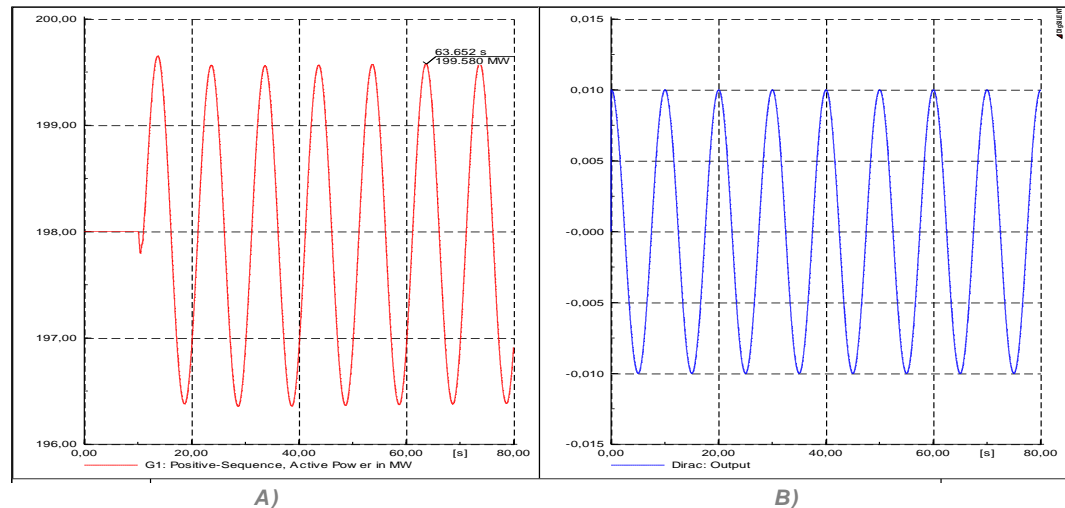
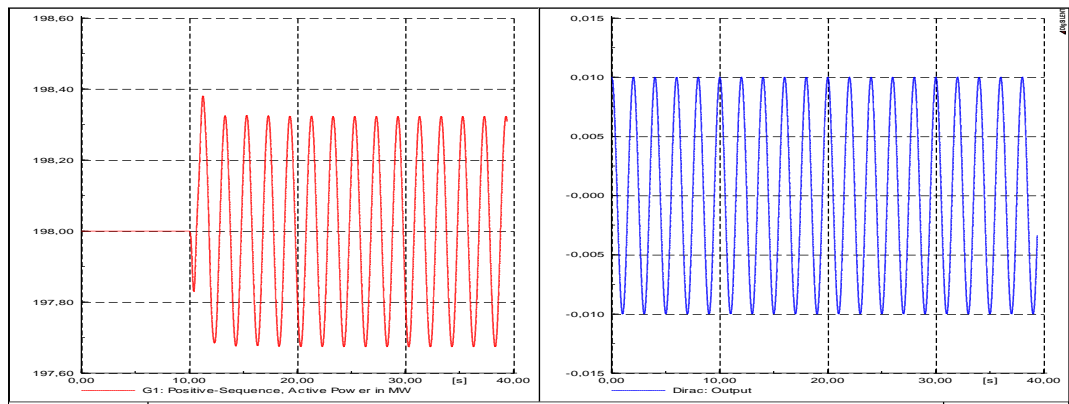
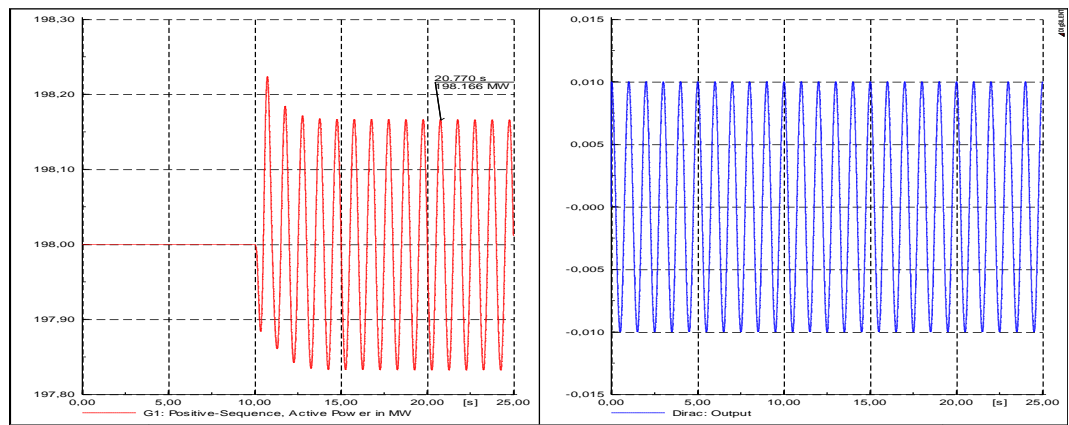


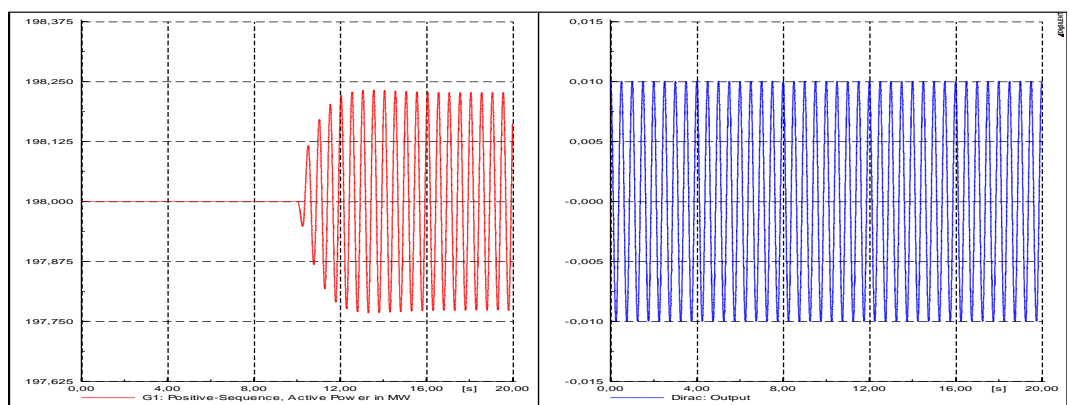
FIGURA 27. RESPUESTA DEL REGULADOR CAIDA TEMPORAL ANTE UN MODO DE 0.1 HZ. A) POTENCIA DE SALIDA. B) SEÑAL DE PERTURBACIÓN INYECTADA AL REGULADOR



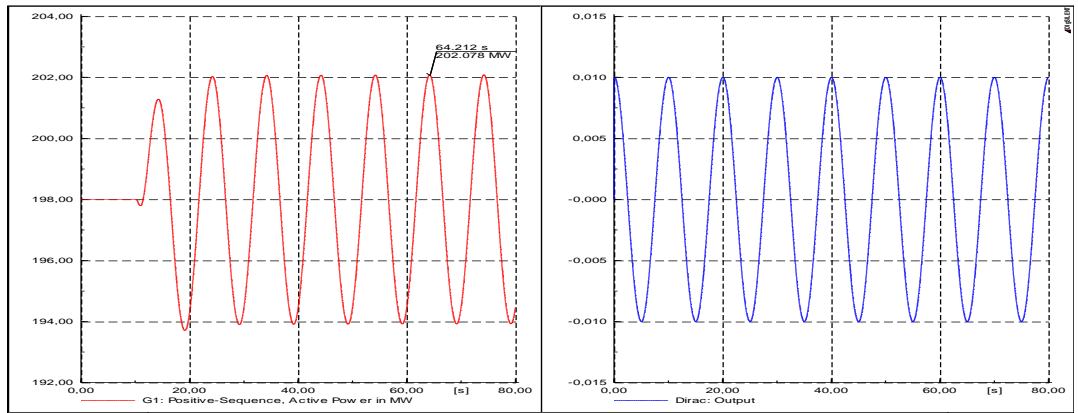
A) B)
FIGURA 28. RESPUESTA DEL REGULADOR CAIDA TEMPORAL ANTE UN MODO DE 0.5 HZ
 A) POTENCIA DE SALIDA. B) SEÑALDE PERTURBACIÓN INYECTADA AL REGULADOR



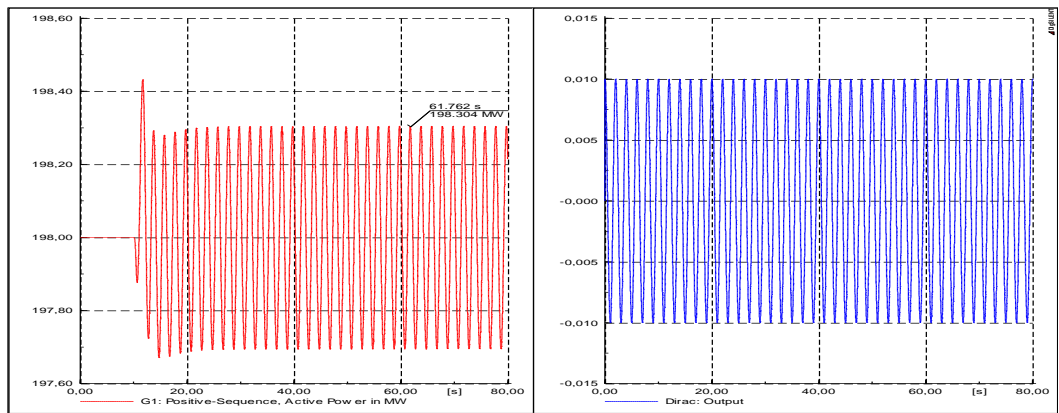
A) B)
FIGURA 29. RESPUESTA DEL REGULADOR CAIDA TEMPORAL ANTE UN MODO DE 1.0 HZ
 A) POTENCIA DE SALIDA. B) SEÑALDE PERTURBACIÓN INYECTADA AL REGULADOR



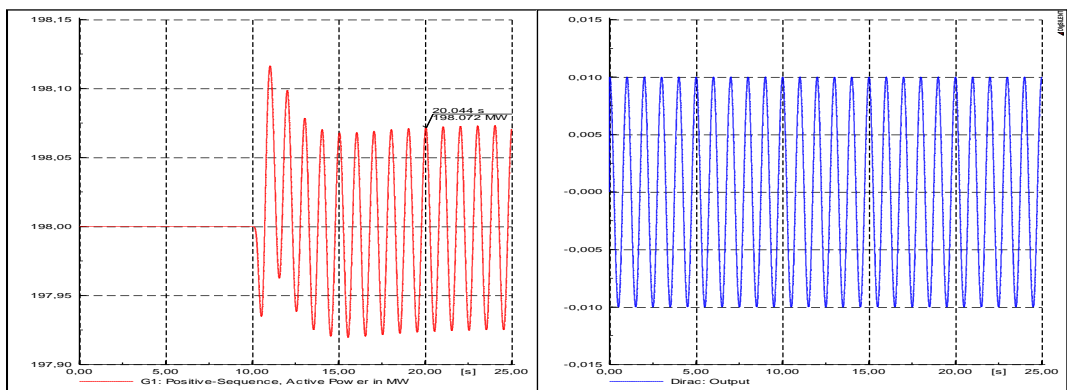
A) B)
FIGURA 30. RESPUESTA DEL REGULADOR CAIDA TEMPORAL ANTE UN MODO DE 2.0 HZ
 A) POTENCIA DE SALIDA. B) SEÑALDE PERTURBACIÓN INYECTADA AL REGULADOR



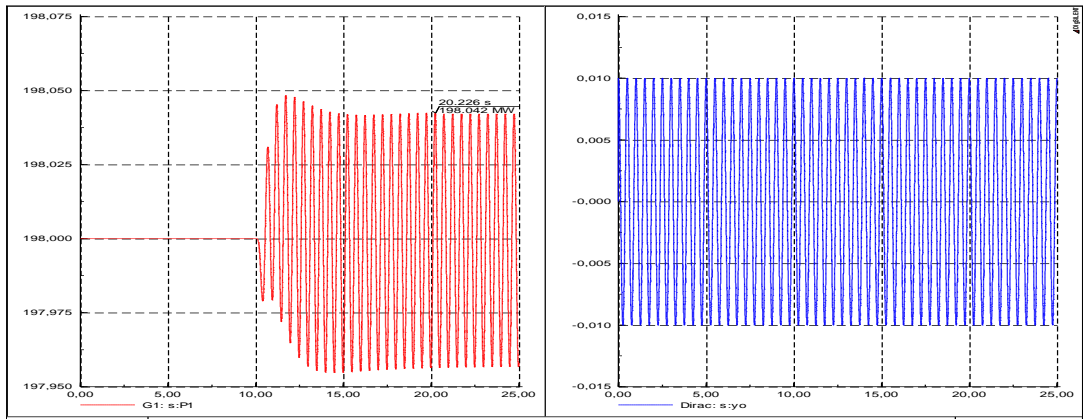
A) B)
FIGURA 31. RESPUESTA DEL REGULADOR PID ANTE UN MODO DE 0.1 HZ
 A) POTENCIA DE SALIDA. B) SEÑAL DE PERTURBACIÓN INYECTADA AL REGULADOR



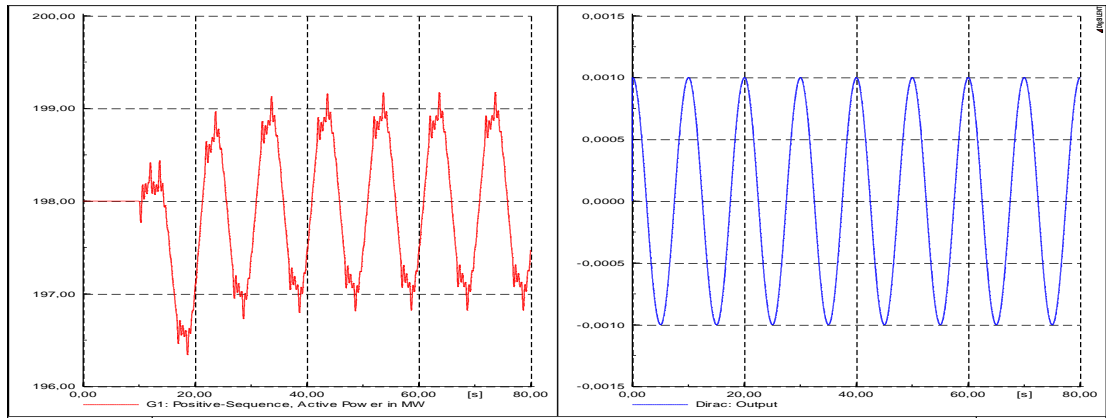
A) B)
FIGURA 32. RESPUESTA DEL REGULADOR PID ANTE UN MODO DE 0.5 HZ
 A) POTENCIA DE SALIDA. B) SEÑAL DE PERTURBACIÓN INYECTADA AL REGULADOR



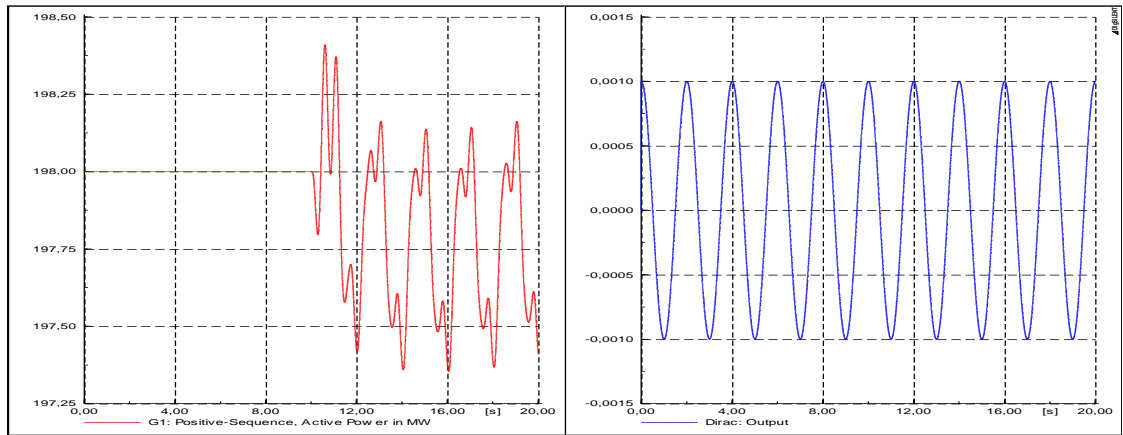
A) B)
FIGURA 33. RESPUESTA DEL REGULADOR PID ANTE UN MODO DE 1.0 HZ
 A) POTENCIA DE SALIDA. B) SEÑAL DE PERTURBACIÓN INYECTADA AL REGULADOR



A) B)
FIGURA 34. RESPUESTA DEL REGULADOR PID ANTE UN MODO DE 1.0 HZ
 A) POTENCIA DE SALIDA. B) SEÑAL DE PERTURBACIÓN INYECTADA AL REGULADOR



A) B)
FIGURA 35. RESPUESTA DEL REGULADOR DOBLE DERIVATIVO ANTE UN MODO DE 0.1 HZ
 A) POTENCIA DE SALIDA B) SEÑAL DE PERTURBACIÓN INYECTADA AL REGULADOR



A) B)
FIGURA 36. RESPUESTA DEL REGULADOR DOBLE DERIVATIVO ANTE UN MODO DE 0.5 HZ
 A) POTENCIA DE SALIDA. B) SEÑAL DE PERTURBACIÓN INYECTADA AL REGULADOR

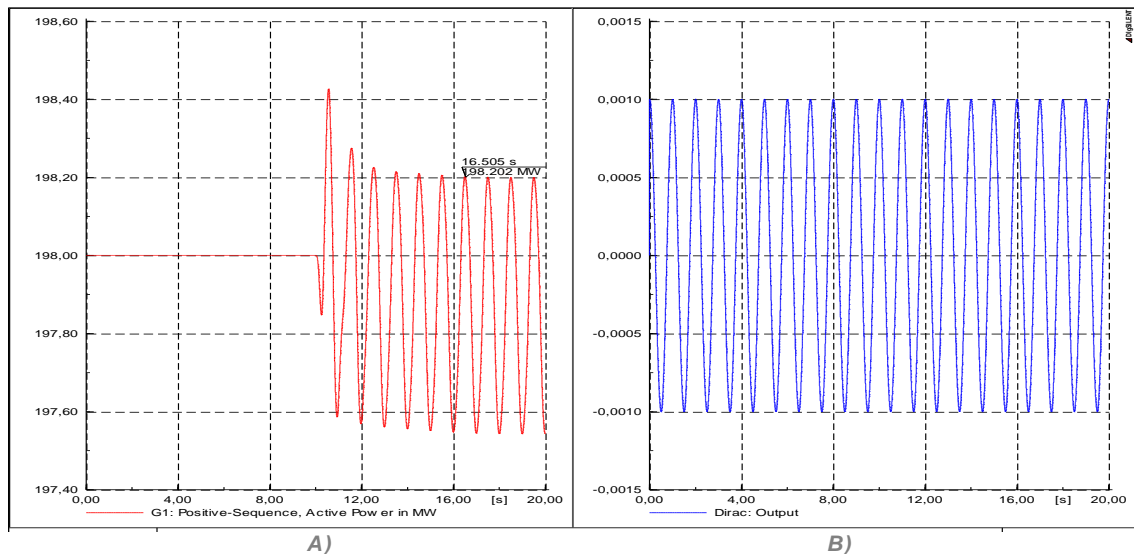


FIGURA 37. RESPUESTA DEL REGULADOR DOBLE DERIVATIVO ANTE UN MODO DE 1.0 HZ
A) POTENCIA DE SALIDA. B) SEÑAL DE PERTURBACIÓN INYECTADA AL REGULADOR

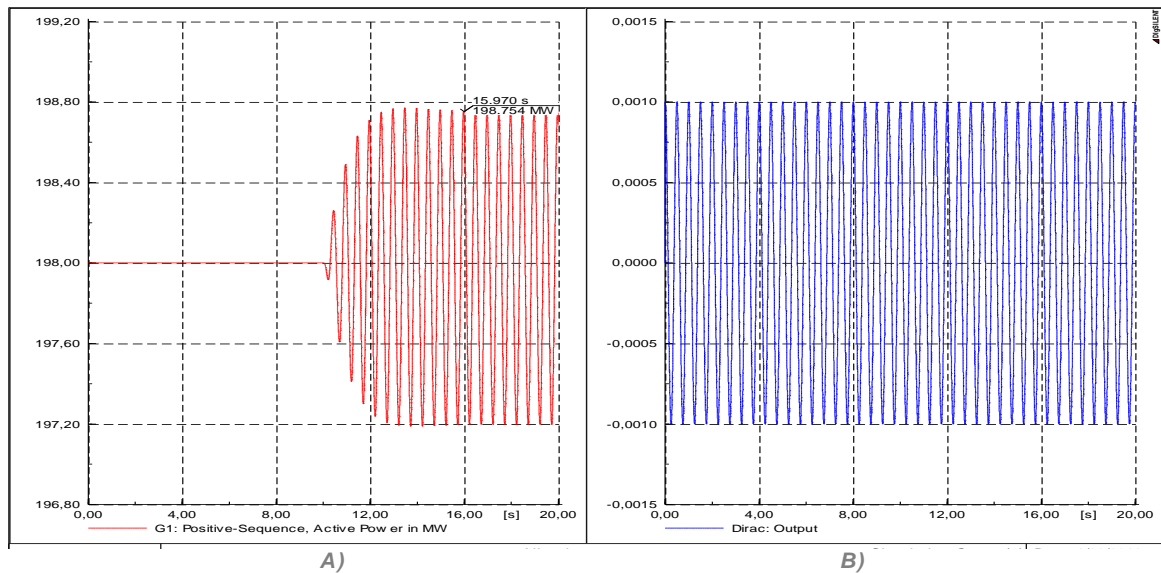


FIGURA 38. RESPUESTA DEL REGULADOR DOBLE DERIVATIVO ANTE UN MODO DE 5.0 HZ
A) POTENCIA DE SALIDA. B) SEÑAL DE PERTURBACIÓN INYECTADA AL REGULADOR

TABLA 10. RESULTADOS DE ESTABILIDAD DE LOS REGULADORES ANTE LOS MODOS DE OSCILACIÓN

MODO	FRECUENCIA [Hz]	ÁNGULO [grados]			ESTABILIDAD		
		CT	PID	DD	CT	PID	DD
Global	0.1	131.463	151.623	123.033	NO	NO	NO
Inter-área	0.5	234.316	317.116	191.116	NO	SI	NO
Local	1.0	277.264	15.9048	181.845	SI	SI	NO
Inter-máquina	2.0	41.1696	162.727	332.529	SI	NO	SI

En la determinación de estabilidad del sistema ante modos de oscilación, se observó que los reguladores no responden adecuadamente a estos, ya que se produce un desfase mayor a noventa grados entre la señal sinusoidal inyectada y la potencia eléctrica del generador.

4.5 CASO 3. ESTABILIDAD ANTE VARIACIONES DE CARGA

Para determinar la estabilidad ante variaciones de carga, se siguieron los pasos enunciados en la sección 3.4, sobre el sistema mostrado en la figura 39, correspondiente a la representación en condiciones de red aislada del generador G1 del sistema de prueba de la sección 4.2. Las cargas utilizadas corresponden al 5% y 75 % de la potencia máxima del generador en prueba.

Se simularon cada uno de los tres tipos de reguladores, aplicándoseles una perturbación a los 10 y 109 segundos de simulación. Los resultados de simulación se presentan de la figura 40 a la figura 42 y en la Tabla 11. En las figuras, las líneas continuas, a trazos y a trazos-puntos, corresponden respectivamente a potencia del generador, potencia de referencia y señal de error de seguimiento.

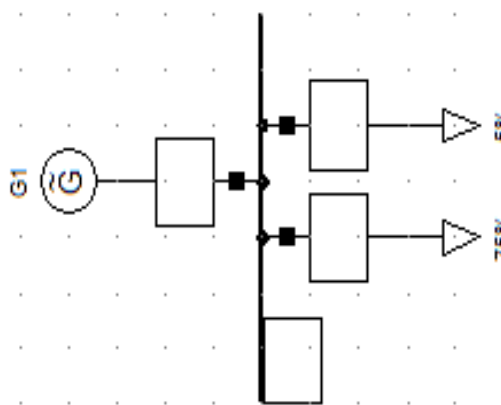


FIGURA 39: GENERADOR AISLADO

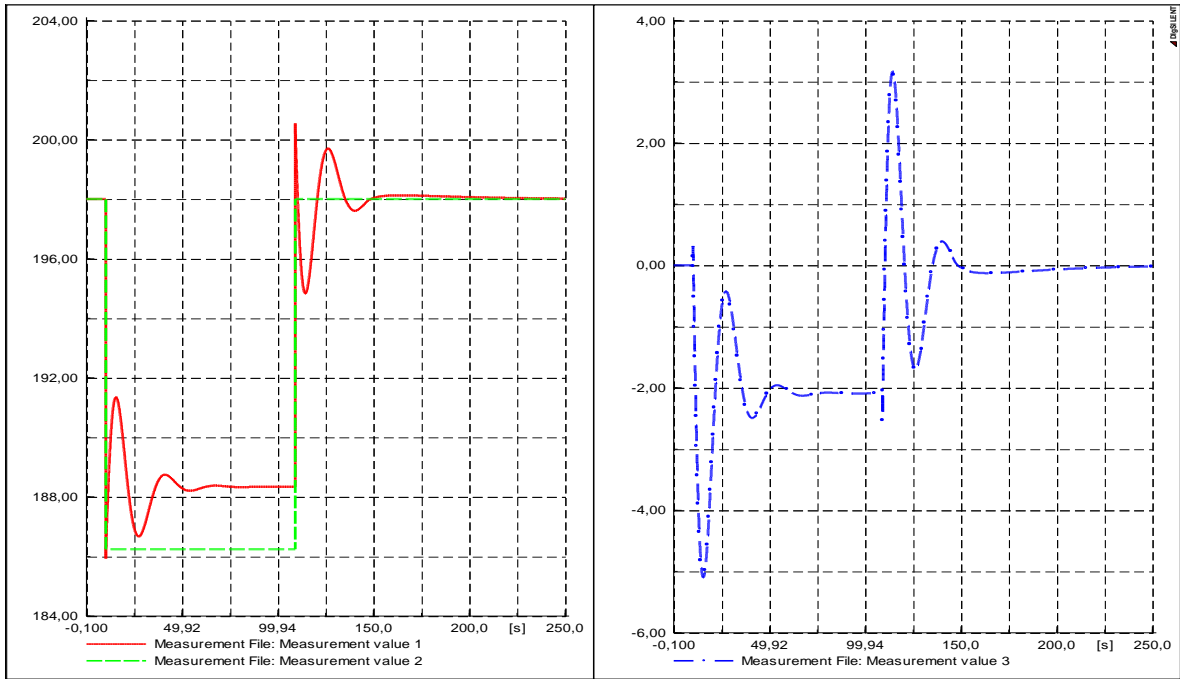


FIGURA 40: ESTABILIDAD ANTE VARIACIONES DE CARGA, REGULADOR CAIDA TEMPORAL

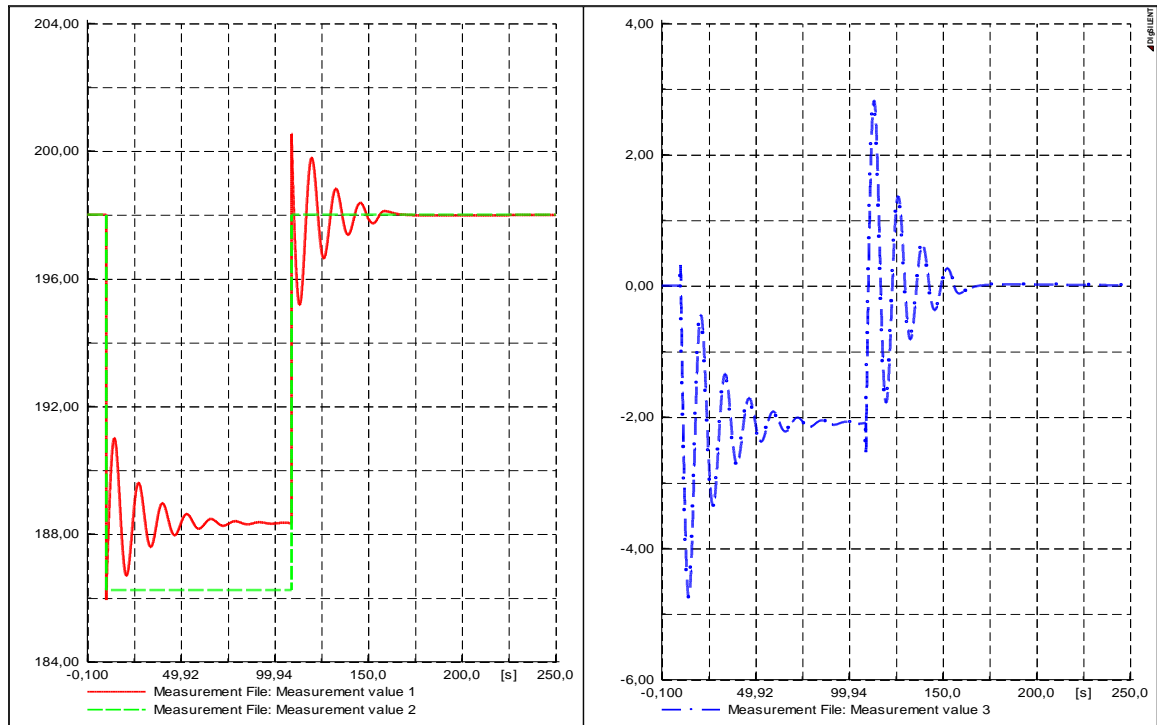


FIGURA 41. ESTABILIDAD ANTE VARIACIONES DE CARGA, REGULADOR PID

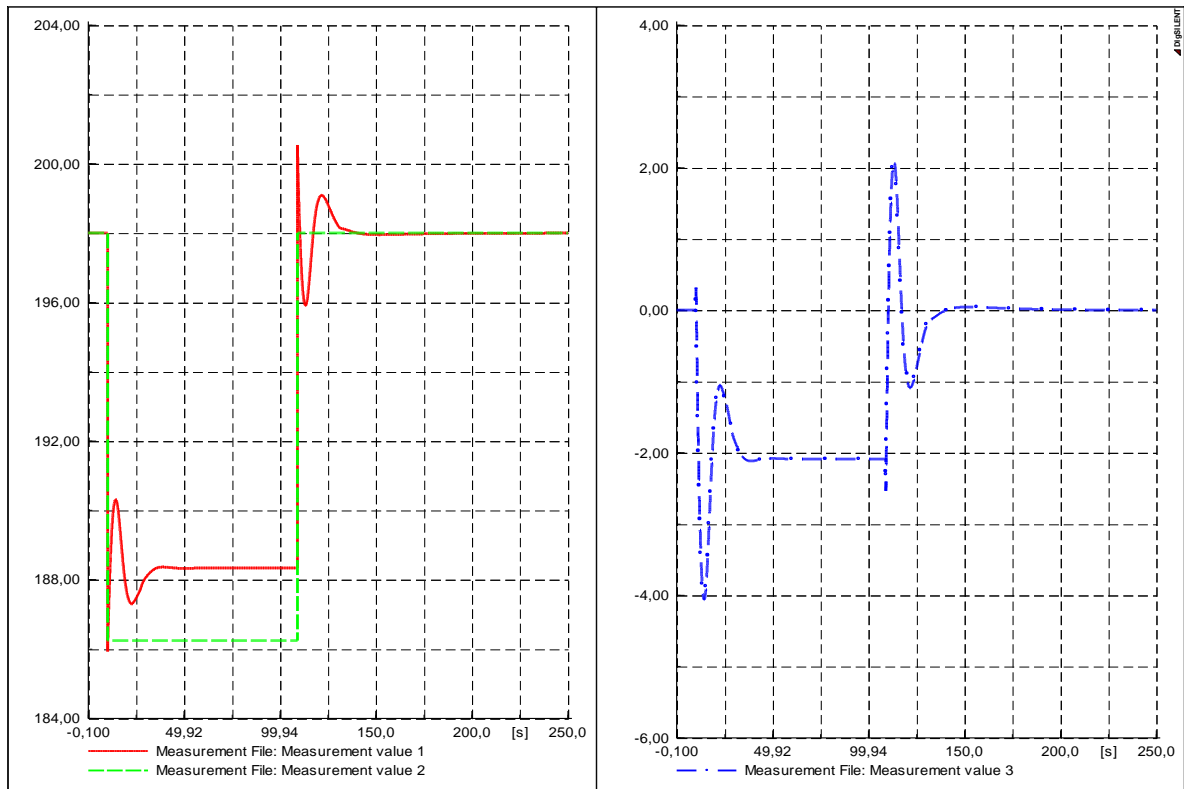


FIGURA 42. ESTABILIDAD ANTE VARIACIONES DE CARGA, REGULADOR DOBLE DERIVATIVO

TABLA 11. RESULTADOS DE LA ESTABILIDAD ANTE VARIACIONES DE CARGA

ESTABILIDAD ANTE VARIACIONES DEL 5% DE LA CARGA						
	ESTABILIDAD	CIEC [MW ² -S]	CIEA [MW-S]	CECIT [MW ² -S ²]	CIEAT [MW-S ²]	ESFUERZO p.u.
CAIDA TEMPORAL	SI	1131.7047	385.8498	72444.8902	26528.2497	7,69E-04
PID	SI	1117.8072	387.8217	73023.9527	26676.4228	1,22E-02
DOBLE DERIVATIVO	SI	1048.5791	378.9073	71955.6563	26526.9489	1,05E-03

De acuerdo a los resultados concentrados en la Tabla 11 y las figuras correspondientes a las simulaciones de la estabilidad del regulador ante variaciones de carga, se observó que estos regresan a la condición de equilibrio luego de la apertura y cierre del interruptor.

Con respecto a los criterios de error, el regulador doble derivativo realiza un mejor seguimiento a la potencia de referencia y el regulador de caída temporal presenta el menor esfuerzo en la acción de mantener la estabilidad del sistema.

4.6 CASO 4. ESTABILIDAD RELATIVA

Para determinar la estabilidad relativa, se utilizó la configuración mostrada en la figura 39 y se siguieron los pasos enunciados en la sección 3.6. Se simularon cada uno de los tres tipos de reguladores, aplicándoseles un escalón en la referencia a los 10 segundos de simulación.

Los resultados de simulación se presentan de la figura 43 a la figura 45 y en la Tabla 12. En las figuras, las líneas continuas, a trazos y a trazos-puntos de las curvas, corresponden respectivamente a la potencia del generador, potencia de referencia y señal de error de seguimiento.

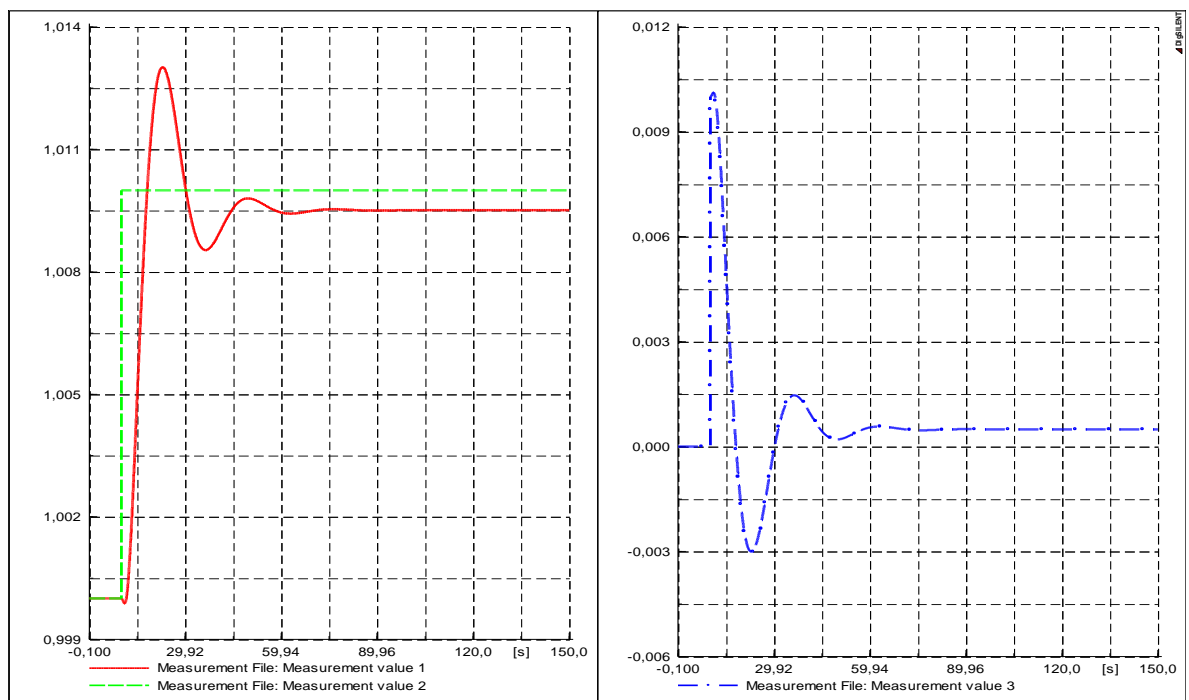


FIGURA 43: ESCALÓN EN FRECUENCIA, REGULADOR CAIDA TEMPORAL

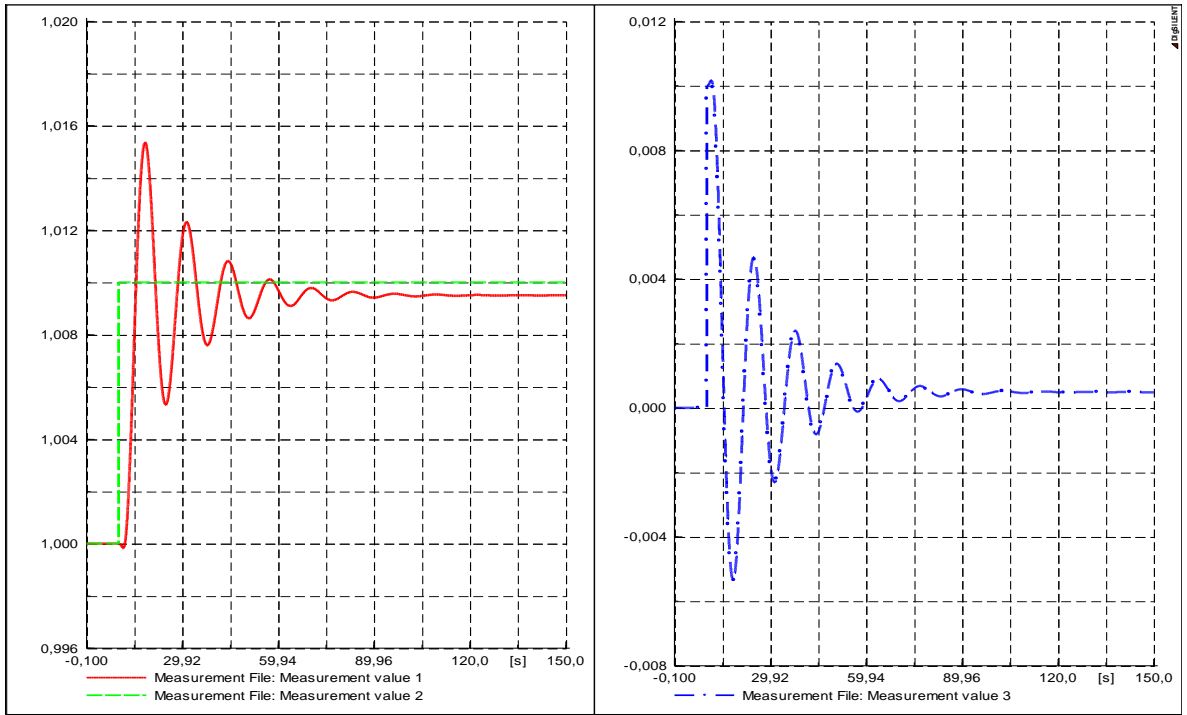


FIGURA 44. ESCALÓN EN FRECUENCIA, REGULADOR PID

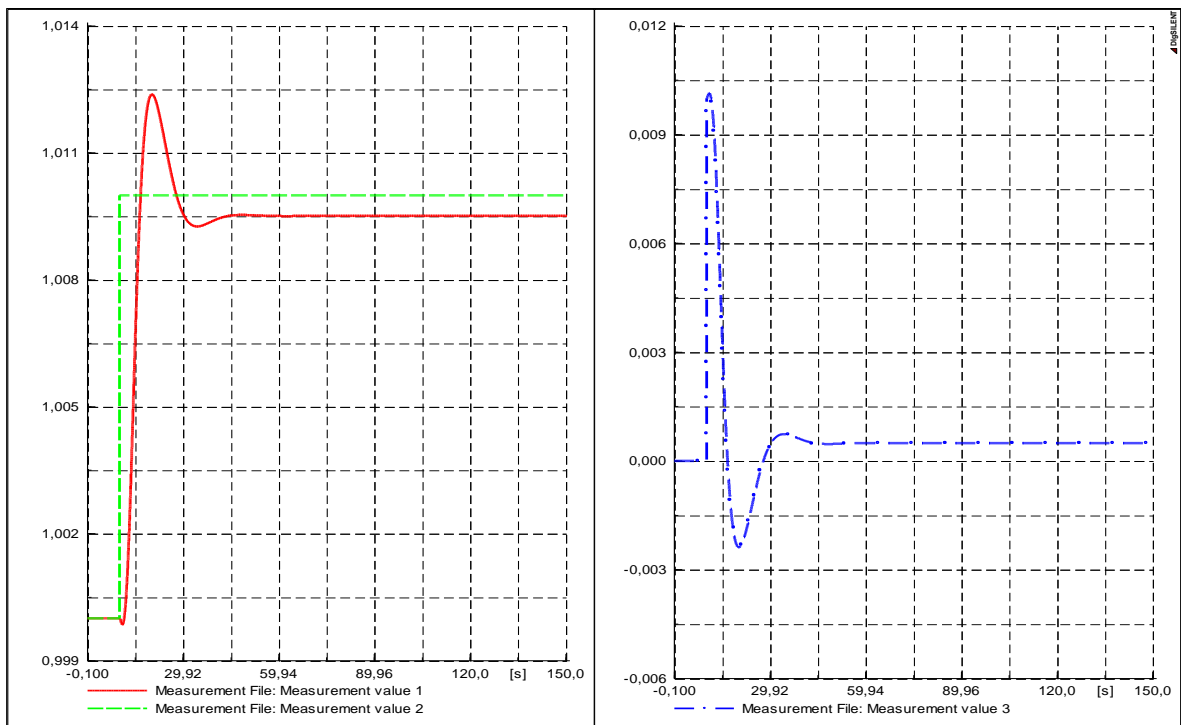


FIGURA 45. ESCALÓN EN FRECUENCIA, REGULADOR DOBLE DERIVATIVO

TABLA 12. RESULTADOS ESTABILIDAD RELATIVA

ESCALÓN 1% FRECUENCIA			
PARÁMETRO	REGULADOR CT	REGULADOR PID	REGULADOR DD
SOBRE IMPULSO	30.13%	53.53%	23.82%
TIEMPO DE SUBIDA	4.72 S	2.51 S	3.62 S
TIEMPO DE ASENTAMIENTO	60.179 S	108.07 S	33.87S
RADIO DE AMORTIGUAMIENTO	29.85%	11.63%	61,61%
CIEC [MW²-S]	0.000490	0.000582	0.000409
CIEA [MW-S]	0.136734	0.156770	0.119463
CECIT [MW²-S²]	0.004214	0.005942	0.003342
CIEAT [MW-S²]	5.292288	5.716182	5.041724
ESFUERZO p.u.	1,93E-04	6,27E-03	3,26E-04

El regulador doble derivativo ante un escalón de frecuencia en la velocidad de referencia, presenta los mejores resultados en la mayoría de los índices de desempeño descritos en la Tabla 12. El regulador PID responde rápidamente ante el escalón ocasionando un incremento en la sobre-velocidad de la respuesta.

4.7 ÍNDICES DE DESEMPEÑO PROPUESTOS

De acuerdo con los resultados obtenidos en los casos de estudio (Caso 1, 2, 3 y 4) y al marco referencial realizado (Anexo B), se proponen los índices de desempeño mostrados en la Tabla 13 para la evaluación de la respuesta dinámica de los reguladores de velocidad hidráulicos, de manera acorde con los criterios definidos. Estos son estimativos y se encuentran sujetos a cambios de acuerdo con las necesidades del sistema eléctrico de potencia donde se apliquen.

TABLA 13. ÍNDICES DE DESEMPEÑO PROPUESTOS

CRITERIO	ÍNDICE	RANGO
Velocidad De Respuesta	Tiempo de respuesta	<200s
Estabilidad a modos de oscilación	Ángulo de desfase	<+/-90°

Estabilidad a variaciones de carga	Determinístico	Si
Estabilidad relativa	Tiempo de subida	<25s
	Tiempo de asentamiento	<100s
	sobre Impulso	0%-40%
	Radio de amortiguamiento	25%-100%

5 CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS

CONCLUSIONES

- Se seleccionaron un conjunto de criterios de desempeño y sus respectivos índices, de acuerdo con el marco referencial utilizado, la funcionalidad del regulador y los objetivos de regulación primaria de frecuencia, que pudieron ser medidos a partir de simulaciones y comparados con respecto a cada tipo de controlador usado, observándose diferencias comparables entre ellos que permitieron comparar su desempeño en el sistema
- Con los criterios e índices de desempeño establecidos para la evaluación del comportamiento dinámico de los reguladores de velocidad en plantas de generación hidráulicas, ante condiciones de perturbación se concluye mediante simulaciones en un sistema de nueve barras, que:
 - Con los tres tipos de controladores típicos (caída temporal, PID y doble derivativo) el sistema es estable ante variaciones de carga, caídas de frecuencia. Sin embargo ante oscilaciones de la frecuencia del sistema no hubo estabilidad para todos los modos.
 - Para las pruebas de velocidad de respuesta, estabilidad ante variaciones de carga y estabilidad relativa, el regulador doble derivativo presenta el mejor desempeño.
- Para las pruebas de estabilidad relativa y estabilidad ante variaciones de carga, se presenta un error de estado estable del orden del 5%. Esto se debe

a que inicialmente se establece un valor de potencia de referencia (P_{set}), adicional al valor de referencia de velocidad, lo que en el sistema se asimila a una perturbación de señal de DC a la entrada de valor igual a P_{set} , produciéndose a la salida de frecuencia un valor adicional del orden de 0,005 p.u.

- De acuerdo con el marco referencial estudiado (Anexo B), ninguno de los operadores de sistemas eléctricos establece el cumplimiento de índices de desempeño asociados a la respuesta del regulador en red aislada; por lo tanto estos no se pueden tomar como referente para otros sistemas.
- Los retrasos que se presentan entre la señal de frecuencia que ingresa al regulador y la salida de potencia del generador, hacen que estos sean poco estables ante oscilaciones de frecuencia que se presenten en la red, evidenciado en las pruebas de estabilidad del sistema ante modos de oscilación.
- Los criterios propuestos en este trabajo para la medición del desempeño de reguladores de velocidad, pueden ser evaluados mediante cualquier software de simulación, mientras se puedan modelar los elementos del sistema de potencia y las funciones de los sistemas de control.
- Se determinó que los reguladores simulados hacen estable el sistema ante perturbaciones de variación de carga, ya que estos responden con la suficiente rapidez para equilibrar la potencia generada con la demandada por la carga.

RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS

- En la medición del amortiguamiento ante modos de oscilación, la señal sinusoidal que se debe inyectar al regulador debe ser una onda coseno, ya que los reguladores tienen integradores entre sus componentes, por lo que el valor promedio de la integral de la señal inyectada debe ser cero para no afectar la componente de corriente continua del sistema.
- Según el sistema eléctrico que se vaya a estudiar para la medición del desempeño de los reguladores de velocidad, será necesario establecer los índices de desempeño asociados a los criterios de medición propuestos, tal que permitan sintonizar el regulador de velocidad, de acuerdo con las necesidades propias de dicho sistema. Esto ayudará a mejorar la respuesta de los generadores ante perturbaciones de gran magnitud, viéndose reflejado en un aumento de la estabilidad.
- El procedimiento diseñado para la medición del desempeño, puede ser implementado en campo como método de validación de los modelos del sistema, así comparando estos resultados con los obtenidos vía simulación se puede determinar la validez de los modelos.
- Se deben evaluar los reguladores en diferentes sistemas eléctricos, incluidos algunos del sistema eléctrico colombiano, utilizando los criterios e índices de desempeño establecidos.

- Se debe continuar revisando otros marcos referenciales y posibles casos de medición de desempeño, con el fin de establecer criterios y/o índices adicionales, que permitan una mayor caracterización de la dinámica del sistema eléctrico ante condiciones de perturbación.

6 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Pedro Fernández Díez. BIBLIOTECA SOBRE INGENIERIA ELÉCTRICA. [Online].
<http://libros.redsauce.net/Turbinas/Hidraulicas/PDFs/01Turb.Hidr.pdf>
- [2] Ismael Suescún Monsalve. (2012) Universidad de Antioquia. [Online].
<http://jaibana.udea.edu.co/grupos/centrales/files/capitulo%204.pdf>
- [3] Universidad de Antioquia. CENTRALES HIDRÁULICAS Una aproximación gráfica y visual. Documento.
- [4] PRABHA KUNDUR, *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [5] Durango Gómez Palacio. (2009, Julio) MODELADO DEL GENERADOR SÍNCRONO Y CURVA DE CAPABILIDAD.
http://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=modelo%2Bgenerador%20sincrono&source=web&cd=9&ved=0CFwQFjAI&url=http%3A%2F%2Fwww.maciasweb.com%2Fuia%2Fsistpot%2FGensinc.ppt&ei=XxMiT5PBJoGvgwf68vjqCA&usg=AFQjCNF0_xUzNTJlsjiHvKA-rs18J6dvsQ&cad=rja
- [6] Universidad Carlos III de Madrid. (2009, Septiembre) Modelo dinámico del generador síncrono. http://ocw.uc3m.es/ingenieria-electrica/operacion-y-control-de-sistemas-electricos/II_OCSE_EST/modelo-dinamico-del-generador-sincrono/?searchterm=generador%20sincrono.
- [7] Luis Vargas, "SISTEMA DE EXCITACIÓN DE MÁQUINAS SINCRONICAS," Universidad de Chile, 2010.
- [8] IEEE std 1207, "IEEE Guide for the Application of Turbine Governing Systems for Hydroelectric Generating Units," *IEEE*, 2011.
- [9] FACULTAD DE INGENIERIA. UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES. [Online].
<http://materias.fi.uba.ar/6722/Errores.pdf>
- [10] DIgSILENT. [Online]. <http://www.digsilent.de/>
- [11] Alba Paredes Cusco and William Cisneros Tulcán , *DETERMINACIÓN DEL FACTOR BIAS DE FRECUENCIA EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR Y VERIFICACIÓN DE LA ACTUACIÓN DEL CONTROL DE FRECUENCIA*. QUITO, ECUADOR: ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL, 2010.

- [12] UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID. (2012) Regulación primaria, secundaria y terciaria. [Online]. http://ocw.uc3m.es/ingenieria-electrica/operacion-y-control-de-sistemas-electricos/II_OCSE_RFP/regulacion-primaria-secundaria-y-terciaria
- [13] Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG. [Online]. http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-18&p_options=
- [14] CDEC-SIC. (2012, Feberero) Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Inteconectado Central. https://www.cdec-sic.cl/index_es.php.
- [15] CAMMESA. (2012, Febrero) Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista. <http://portalweb.cammesa.com/default.aspx>.
- [16] IEEE std 421.2, "Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems," *IEEE*, 1990.
- [17] IEEE std 125, "IEEE Recommended Practice for Preparation of Equipment Specifications for Speed-Governing of Hydraulic Turbines Intended to Drive Electric Generators," *IEEE*, 2007.
- [18] Oscar Daniel Quiroga, "MODELLING AND NOLINEAR CONTROL OF VOLTAGE FREQUENCY OF HYDROELECTRIC POWER PLANTS," UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CATALUÑA, Tesis doctoral 2010.
- [19] NACLE2. Water Turbine Chart. Imagen.
- [20] Información Operativa y Comercial. (2012) XM S.A. E.S.P. [Online]. <http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>
- [21] William Duncan Jr, "MECHANICAL GOVERNORS FOR HYDROELECTRIC UNITS," *UNITED STATES DEPARTMENT OF THE INTERIOR BUREAU OF RECLAMATION DENVER, COLORADO*.
- [22] ABB. Interruptor B03-8010. [Online]. [http://www05.abb.com/global/scot/scot313.nsf/veritydisplay/0191dddbc69b8fe1c12572b400318ffe/\\$file/b03-8010sp_es_raae_rele_trifasico_de_recierre_de_un_disparo_para_lineas_de_transmision_y_distribucion.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot313.nsf/veritydisplay/0191dddbc69b8fe1c12572b400318ffe/$file/b03-8010sp_es_raae_rele_trifasico_de_recierre_de_un_disparo_para_lineas_de_transmision_y_distribucion.pdf)
- [23] CDEC-SIC. (2012, FEBRERO) WIKIPEDIA. [Online].

http://es.wikipedia.org/wiki/Sector_el%CA9ctrico_en_Chile

ANEXOS

A. DEFINICIONES

A.1 ESTATISMO

El estadismo determina la cantidad de cambio en la potencia en respuesta a un cambio en la velocidad de la unidad como muestra la ecuación 47. En estado estable, el efecto que tiene el lazo de realimentación con la señal de estadismo es variar la frecuencia en función de la carga, un valor de estadismo común en las plantas de generación es del 5% [8].

$$R\% = \frac{\% \text{ variación de frecuencia}}{\% \text{ variación de potencia}} * 100$$

47

Si dos generadores con diferentes estadismos alimentan la misma carga, estos cambian su potencia proporcionalmente a su valor de estadismo ante variaciones de frecuencia como lo muestra la figura 46.

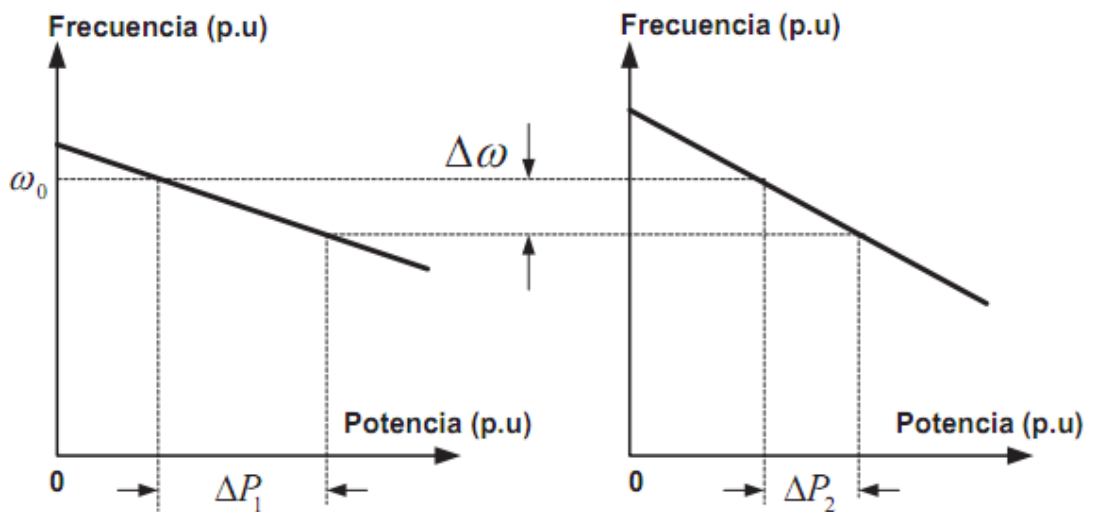


FIGURA 46: GENERADORES CON DIFERENTES ESTADISMOS [4]

Si los estatismos de las unidades de generación de la figura anterior se ajustaran en cero, llevaría a que una unidad intentara alimentar toda la carga y la otra unidad entraría en un estado de motorización, lo mismo ocurriría en un sistema eléctrico donde el estatismo de todas las unidades de generación fuese ajustado en cero.

La señal de realimentación para generar el estatismo puede ser tomada de la posición del servomotor encargado de controlar el flujo de agua o de la potencia generada.

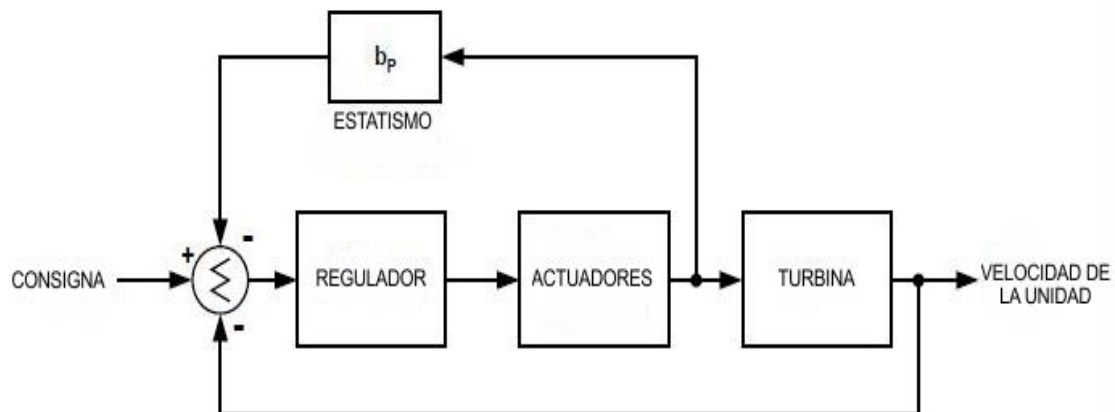


FIGURA 47: REGULADOR CON REALIMENTACIÓN DE LA POSICIÓN DEL SERVOMOTOR [8]

Los reguladores con realimentación de la potencia generada son recomendados para unidades que operan en sistemas interconectados robustos donde las variaciones de frecuencia son pequeñas, sin embargo realizar la sincronización puede ser más difícil con este regulador que uno con realimentación de la posición del servomotor, debido a que en la fase de arranque el interruptor se encuentra abierto y no existe una realimentación que aporte estabilidad a la máquina [8].

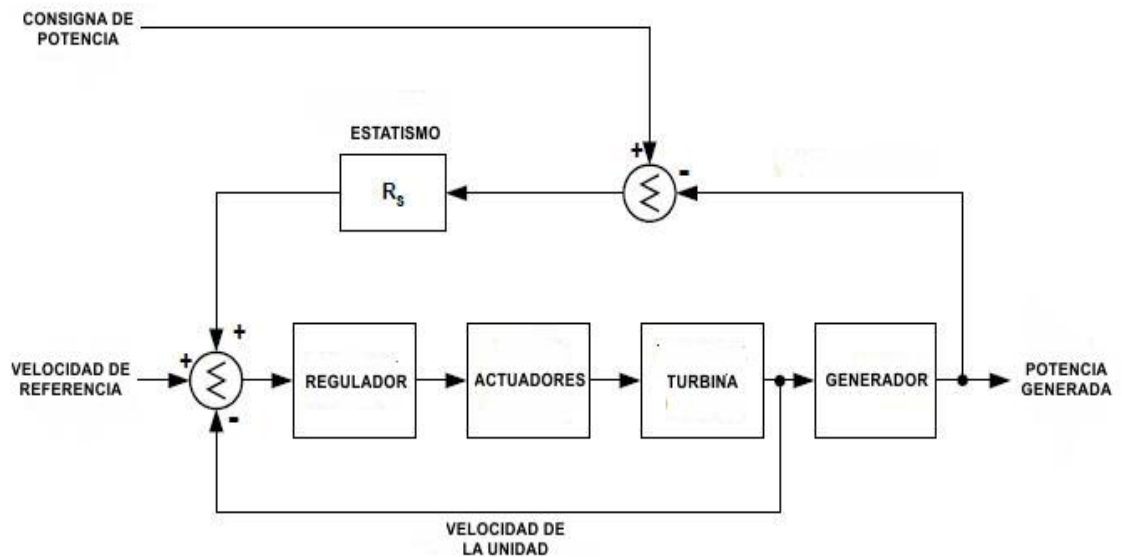
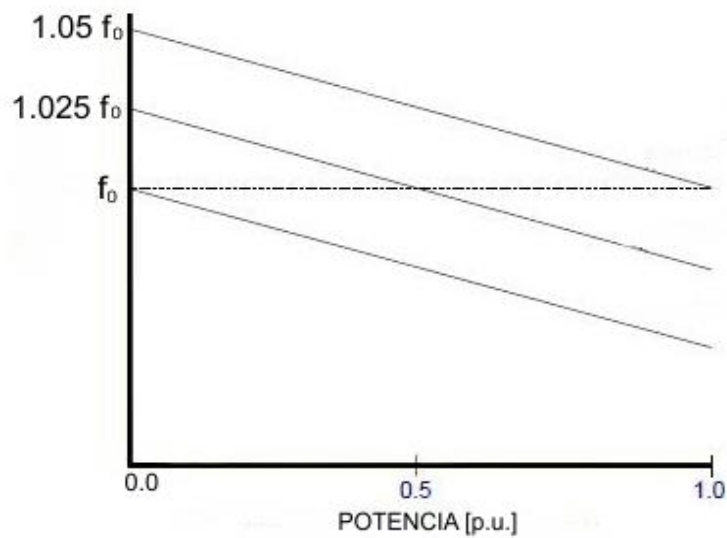


FIGURA 48: REGULADOR CON REALIMENTACIÓN DE LA POTENCIA GENERADA [8]

A.2 VELOCIDAD DE REFERENCIA

La velocidad de referencia puede ser un valor fijo o ajustable, expresado generalmente como un porcentaje de la velocidad nominal, es el punto de referencia principal del regulador que se utiliza para sincronizar la unidad con el sistema eléctrico. También es utilizada para cargar la unidad, una vez que está conectada al sistema [8].



En la

figura 49 se presenta el comportamiento de la frecuencia en función de la potencia, para un regulador ajustado con un estatismo del 5%, con diferentes valores de consigna.

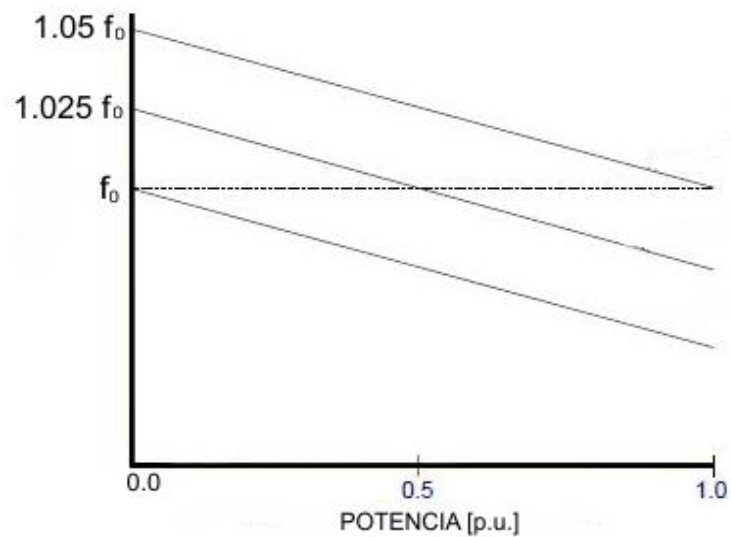


FIGURA 49: FRECUENCIA VS POTENCIA [8]

A.3 SUB-VELOCIDAD

Cualquier velocidad menor que la velocidad nominal se conoce como sub-velocidad y se expresa como un porcentaje de la velocidad nominal [8].

A.4 SOBRE-VELOCIDAD

Cualquier velocidad superior a la velocidad nominal se conoce como sobre-velocidad y generalmente se expresa como un porcentaje de la velocidad nominal [8].

A.5 DESVIACIÓN DE VELOCIDAD

La desviación de velocidad también conocido como "error de velocidad", es la diferencia instantánea entre la velocidad de referencia y la velocidad de la turbina real, generalmente se expresa como un porcentaje de la velocidad nominal. La desviación de velocidad puede ser utilizada para controlar la velocidad de la turbina o la potencia de salida del generador [8].

A.6 BANDA MUERTA

La banda muerta es el rango de frecuencia en el cual el regulador no opera, la banda muerta disminuye la precisión de la frecuencia que el regulador puede lograr [8].

A.7 TIEMPO MUERTO

El tiempo muerto es una medida de la cantidad de tiempo transcurrido entre un cambio en la velocidad, a la primera acción correctiva por el sistema del regulador de la turbina. El tiempo muerto del regulador afecta la velocidad después de un rechazo de carga como consecuencia de la demora en la respuesta del regulador

a la velocidad de subida de la unidad. Un valor típico de tiempo muerto es de 0.2 segundos [8].

A.8 CONSTANTE DE INERCIA DEL AGUA

La inercia del agua produce retardos en los cambios de flujo ante variaciones en la posición del servomotor, el efecto que trae consigo es generar ondas viajeras de presión y flujo en la tubería, fenómeno que es conocido como “golpe de ariete”. El comportamiento dinámico del sistema de control depende en gran medida del tiempo de inercia del agua. T_w es una aproximación simplificada de la inercia relativa de la columna de agua y no incluye los efectos de la onda de tiempo sobre la influencia dinámica de la columna de agua.

La inercia del agua se calcula normalmente con la unidad a potencia nominal y cabeza de agua nominal. Para un sistema de tubería simple, el tratamiento clásico de los tiempos para el cálculo de la inercia es mediante la siguiente ecuación:

$$T_w = \frac{Q}{g \cdot H} * \sum \left(\frac{L}{A} \right) \quad 48$$

Dónde:

T_w : Inercia del agua s.

g: Es la aceleración de la gravedad m/s^2 .

L: Tramo donde el área es constante m.

Q: Flujo de agua nominal m^3/s .

H: Es la cabeza de agua nominal m.

A: Sección transversal del ducto m^2 .

Normalmente el rendimiento dinámico se degrada con el aumento de T_w , como este es directamente proporcional a la longitud de la tubería, el rendimiento del sistema de control se degrada cada vez más con el aumento de la longitud de la tubería. Este cálculo sólo tiene sentido si el tiempo de inercia del agua es relativamente corto. Para tuberías de presión muy largas, el tiempo de la onda de

viaje de la columna de agua llega a ser significativa, y las ondas de presión se reflejan en el agua ocasionando que el procedimiento anterior dé como resultado un valor poco exacto [8].

Para tuberías largas, normalmente se hace el uso de almenaras, esta es una cámara abierta o un tanque conectado a la tubería que refleja las ondas de presión y suministra o almacena líquido en exceso, además mejora la característica de regulación de la turbina, ya que las longitudes de conducción que se utilizan para calcular el tiempo de inercia se contabilizan hasta la almenara y no hasta el embalse [3]. La figura 50 presenta la variación de la frecuencia en un generador aislado ante una perturbación de un rechazo de carga del 5%, para distintos valores de T_w utilizando el software de simulación DIgSILENT Power Factory, se observa que al aumentar el T_w el sistema pierde capacidad de respuesta llegando al estado de inestabilidad.

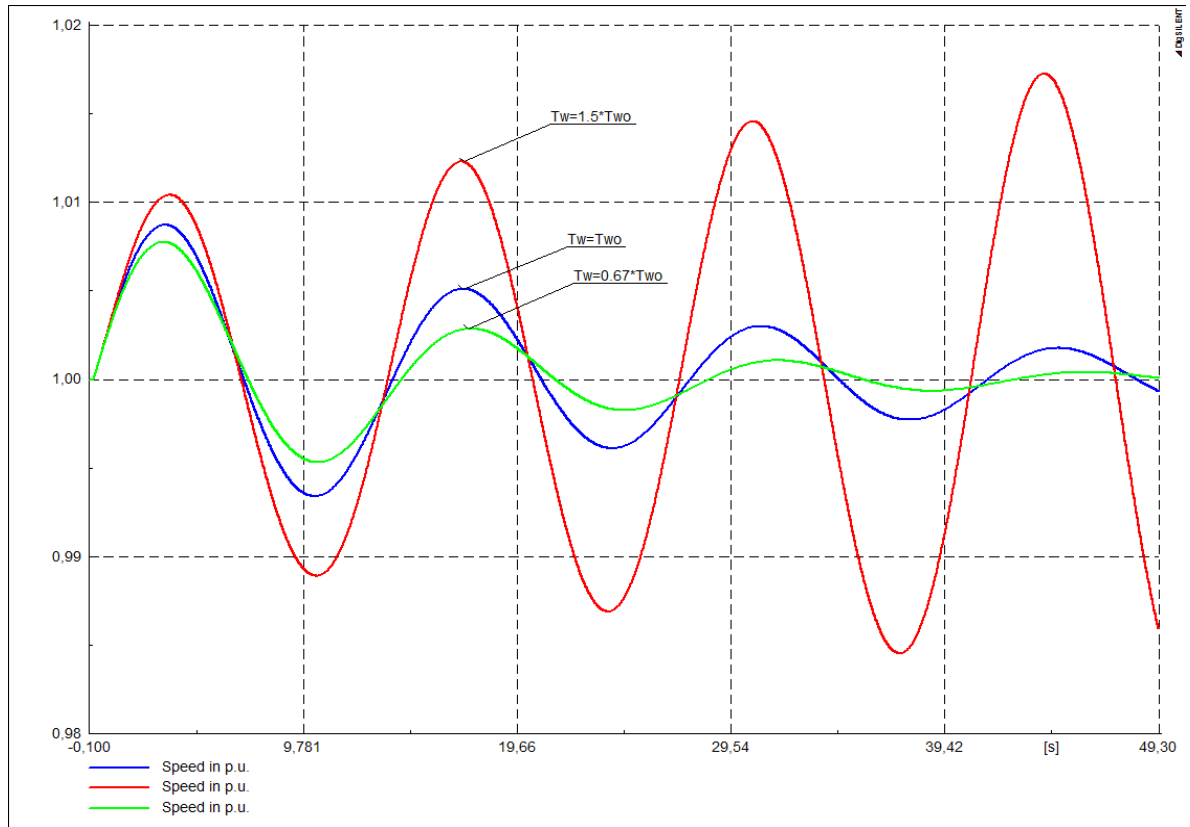


FIGURA 50: FRECUENCIA A DIFERENTES TW

A.9 CONSTANTE DE INERCIA DEL GENERADOR H

La constante de inercia se usa para caracterizar la inercia de las partes rodantes, generalmente se asume que la inercia de la turbina es el 5% de la inercia del generador. En la siguiente ecuación se presenta el cálculo de la constante de inercia H [8].

$$H = \frac{I * \omega^2}{2 * P} \quad 49$$

Dónde:

H: Constante de inercia (s).

I: Es la inercia combinada del generador, turbina, eje, volante etc. (kg-m²).

P: Es la potencia nominal de la unidad (W).

w : es la velocidad nominal (rad/s).

Un aumento de H reduce el aumento de la velocidad máxima transitoria, pero genera un costo adicional. Cuando se requiera inercia adicional, esta puede ser proporcionada ya sea por el aumento de la masa del rotor del generador, o mediante la adición de un volante de inercia.

La constante de inercia, H , también tiene un efecto significativo sobre la estabilidad transitoria del sistema eléctrico, ya que este factor influye en la velocidad con que la energía se puede mover dentro o fuera del generador, para controlar el ángulo del rotor durante la aceleración en condiciones de falla del sistema [8]. La figura 51 muestra la variación de la frecuencia en un generador aislado ante una perturbación de un rechazo de carga del 5%, para distintos valores de H , utilizando el software de simulación DIgSILENT Power Factory. Se observa que tener inercias altas implica menores amortiguamientos y mayores esfuerzos del sistema de control, pero tiene la ventaja de una menor sobre-velocidad en la etapa transitoria.

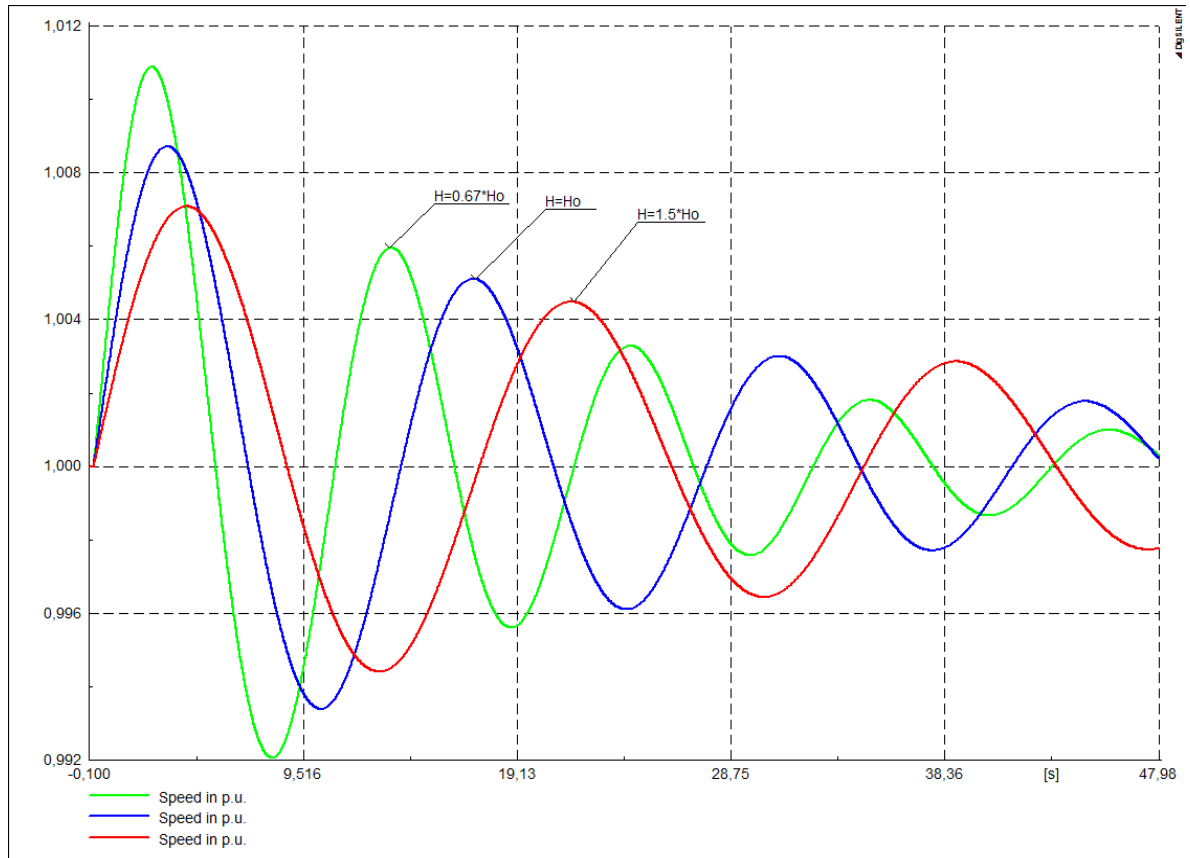


FIGURA 51: FRECUENCIA A DIFERENTES H

A.10 OSCILACIONES

La aparición de oscilaciones en un sistema eléctrico de potencia es un fenómeno natural y común, sin importar las dimensiones de los mismos, aunque se debe evitar que tal fenómeno represente una amenaza para la operación continua de los sistemas.

- **MODOS GLOBALES**

Las oscilaciones se presentan en todas las máquinas del sistema, estas oscilaciones presentan frecuencias menores a 0.2 Hz [4].

- **MODOS INTER AREAS**

Las oscilaciones se producen cuando dos áreas se encuentran interconectadas por una línea de transmisión que constituye un enlace débil, lo que hace que un grupo de generadores que tienen un comportamiento coherente oscile contra otro grupo de generadores de comportamiento coherente. Estas oscilaciones se encuentran entre 0.2 y 0.7 Hz [4].

- **MODOS LOCALES**

El modo local hace referencia a una planta contra el resto del sistema, estas oscilaciones se encuentran entre 0.8 y 1.8 Hz [4].

- **MODOS ENTRE UNIDADES**

Las oscilaciones ocurren entre unidades de una misma planta por efectos de los controles de los generadores, el rango de estas oscilaciones está entre 1.5 y 3 Hz [4].

- **MODOS TORSIONALES**

Las oscilaciones son generadas por la interacción de elementos del sistema como compensadores o líneas de transmisión en corriente continua de extra alta tensión con los modos naturales mecánicos de las turbinas, el rango de frecuencias está entre 10 y 46 Hz [4].

A.11 CONTROL DE FRECUENCIA

En un sistema eléctrico de potencia mantener la frecuencia dentro de un rango de operación ante una condición que desequilibre la generación con la demanda, es de suma importancia ya que determina el grado de estabilidad del mismo. Las variaciones en la frecuencia aparecen por distintos factores como pueden ser

maniobras de apertura y cierre de interruptores, fallas, conexión o desconexión de equipos, desbalance en la generación, entre otros [11]. Algunas características de las cuales radica la importancia de la frecuencia en un sistema eléctrico son:

- Mantener la frecuencia constante ayuda a la estabilidad y el buen funcionamiento del Sistema Eléctrico.
- Elimina variaciones de velocidad en los motores de corriente alterna conectados a la red.
- Evita apariciones de corrientes de magnetización en los núcleos de transformadores.
- Algunos equipos electrónicos son muy sensibles a las variaciones de frecuencia.
- Cuando la frecuencia es oscilante, se presentan desconexión de carga por acción de relés que ven las oscilaciones en el flujo de potencia.

Para cumplir con el fin de controlar la frecuencia, se disponen de diferentes tipos de control, los cuales actúan por etapas siguiendo un orden de prioridad.

CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA

La regulación primaria está asociada directamente a los reguladores de velocidad y tiene como objetivo corregir automáticamente las variaciones instantáneas que se producen entre generación y demanda, la regulación primaria de frecuencia tiene acción de modo local. La rapidez de este control está limitada por la propia inercia de los generadores, los tiempos característicos se encuentra alrededor de los 2 a los 20 segundos [12].

REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA (AGC)

Cuando se produce una variación de carga o de generación, la respuesta del control primario equilibra la generación con la demanda, pero la frecuencia queda desviada con respecto a la frecuencia nominal del sistema, además el reparto del incremento o disminución de carga entre los generadores hace que los flujos programados entre áreas se desequilibren. El objetivo de la regulación secundaria, es corregir estos dos efectos, devolviendo el sistema a la frecuencia de referencia manteniendo los flujos de potencia programados, a través de un sistema de control llamado control automático de generación AGC (Automatic Generation Control). La entrada de operación del control secundario debe comenzar una vez terminada la respuesta primaria de la unidad, un rango típico es entre 20 segundos y 2 minutos [12].

REGULACIÓN TERCIARIA DE FRECUENCIA

Una vez la regulación secundaria restablece la frecuencia y los intercambios entre áreas, se debe recuperar las reservas de AGC para compensar al sistema nuevamente cuando sea requerido, la función de la regulación terciaria es la restitución de la reserva de regulación secundaria mediante el despacho de generadores que podrían haber estado conectados o no al sistema, es difícil para unidades de generación térmicas que se encuentren apagadas prestar el servicio de regulación terciaria debido al tiempo que demoran en arrancar [12].

B. MARCO REFERENCIAL

El propósito de realizar el marco referencial, es reunir los criterios e índices de desempeño existentes para evaluar los reguladores de velocidad de las plantas de generación hidráulicas. Como referente de comparación, en primera instancia se describen los requisitos de desempeño exigidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, para los sistemas de control de los generadores conectados al Sistema Interconectado Nacional SIN.

Las entidades seleccionadas para realizar el marco referencial, son organismos internacionales de normalización y operadores de sistemas eléctricos con características similares al colombiano. La información recolectada equivale a los requerimientos encontrados sobre la información disponible en la realización de la consulta, ya que uno de las principales inconvenientes es la confidencialidad por partes de los operadores sobre la información.

B.1 CREG

“Entidad eminentemente técnica y nuestro objetivo es lograr que los servicios de energía eléctrica, gas natural y gas licuado de petróleo (GLP) se presten al mayor número posible de personas, al menor costo posible para los usuarios y con una remuneración adecuada para las empresas que permita garantizar calidad, cobertura y expansión” [13].

RESOLUCIÓN 23 DE 2001⁵

En esta resolución se establecen los requisitos para el servicio del control primario de frecuencia, el cual es obligatorio para todas las unidades conectadas al SIN; los relacionados con el regulador de velocidad se presentan a continuación:

BANDA MUERTA: Igual o inferior a 30 mHz.

⁵ <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolución-2001-CREG023-2001?OpenDocument>

ESTATISMO: Debe estar en el rango de 4% y 6%.

RESERVA RODANTE: Todas las unidades de generación despachadas, deben estar en capacidad de prestar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, equivalente al 3% de su generación horaria programada.

REGULACIÓN PRIMARIA: Los tiempos característicos de respuesta de la unidad de generación, a cambios de frecuencia en el sistema están entre 0 y 10 segundos. La variación de carga del generador debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.

B.2 CDEC_SIC

“Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), se encarga de la coordinación de las instalaciones ubicadas en el Sistema Interconectado Central el cual comprende el área ubicada desde la rada de Paposo por el norte (en la II Región) y la localidad de Quellón por el sur, en la isla de Chiloé (X Región), cubriendo cerca del 93% de la población de la República de Chile”. [14].

HABILITACIÓN DE INSTALACIONES PARA CONTROL DE FRECUENCIA, CONTROL DE TENSIÓN, EDAC y PRS ⁶

Contiene las pruebas y los parámetros exigidos a los sistemas de control de frecuencia, control de tensión, esquemas de deslastre automático de carga y

6

http://www.cdecsic.cl/imagenes/contenidos/File/Procedimientos_DO_DP_NTSyCS/NTSyCS_2011/Procedimiento_DO_Habilitacion_Instalaciones_para_CF_CT_EDAC_y_PRS-2011.pdf

pasos para la restauración del sistema. En la tabla 14 se encuentran los requisitos técnicos de las unidades que presten el servicio de CPF. Los procedimientos de las pruebas para la medición de cada uno de los requerimientos técnicos están descritos en el Anexo A del presente documento.

TABLA 14. CDEC-REQUISITOS DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN PARA EL CPF

REQUISITOS TÉCNICOS PARA EL CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA		
ARTICULO DE LA NORMA TÉCNICA		CONTROL
3-18	Estatismo	Entre el 4% y 8%, debe ser variable con la máquina con carga. (Aplicable para TG o unidades hidroeléctricas)
3-18	Banda muerta	Inferior al 0.1% de la frecuencia nominal, es decir +/-25 mHz.
3-18	Respuesta del GOV con el generador operando al 95% de la potencia nominal de la turbina, frente a un pequeño escalón en la consigna de velocidad o potencia.	Unidad Termoeléctrica: Tiempo de establecimiento (+/-5%)<30 segundos Unidad Hidroeléctrica: Tiempo de establecimiento (+/-5%)<120 segundos.
PDO	Respuesta del GOV ante pequeños escalones en la consigna de potencia y/o frecuencia con la unidad aislada de la red.	Se requiere que la respuesta sea amortiguada.
PDO	Variación de la consigna de frecuencia del CPF a pedido del CDC.	Debe ser factible la variación de la consigna de frecuencia del GOV.

B.3 CAMMESA

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), encargado de administrar el mercado eléctrico mayorista de Argentina. Entre sus funciones están la operación y despacho de la generación, el cálculo de los precios del mercado, la operación del sistema eléctrico y dirección de las operaciones comerciales del mercado eléctrico [15].

PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS⁷

⁷ <http://portalweb.cammesa.com/Pages/Institucional/Empresa/procedimientos.aspx>

En los procedimientos técnicos se encuentran las exigencias que deben cumplir los reguladores de velocidad y tensión al igual que las pruebas requeridas para habilitar una unidad en el servicio de RPF, estos requerimientos se presentan con el fin de lograr una respuesta adecuada antes las variaciones habituales de carga en la red y ante contingencias que se presentan en el sistema.

TABLA 15. CAMMESA-REQUISITOS DE LOS SISTEMAS DE CONTROL PARA LA RPF

REQUISITOS TÉCNICOS PARA EL CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA		
SECCIÓN DE LA NORMA TÉCNICA		CONTROL
4.2.2	Estatismo	Estatismo permanente ajustable entre el 4% y 7%.
4.2.2	Banda muerta	Inferior al 0.1% inferior a +/-25 mHz.
4.2.2	Cuando el regulador de velocidad no cumple con los criterios establecidos, queda a criterios del OED la aceptación para la regulación primaria de frecuencia.	Unidad Termoeléctrica: Tiempo de establecimiento (+/-10%)<30 segundos Unidad Hidroeléctrica: Tiempo de establecimiento (+/-10%)<60 segundos.
4.2.2	Operar en RPF sin ningún tipo de limitación, por lo menos dentro de la banda de la frecuencia de referencia en operación normal.	50 Hz, Banda +/- 0.2 Hz.
4.2.2	CONDICIONES ADICIONALES: El generador debe determinar el tiempo de establecimiento mínimo posible sin que el mismo afecte a la estabilidad del sistema ni produzca deterioro permanente en sus propias instalaciones. El OED podrá disponer los ajustes de los reguladores dentro de los rangos admisibles, en función de estudios previos y a los efectos de asegurar la estabilidad del sistema	

B.4 IEEE

Institute of Electrical and Electronics Engineers IEEE (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos) es un organización internacional de estandarización y normatividad sin ánimo de lucro, integrada por ingenieros electricistas, electrónicos, sistemas, telecomunicaciones y carreras afines.

Los estándares publicados por IEEE son un buen referente internacional y tienen la ventaja de que pueden ser aplicados a cualquier sistema

IEE STD 125

Especificaciones de desempeño:

ESTABILIDAD: La estabilidad de un regulador se puede expresar en función del factor de amortiguamiento y un tiempo de establecimiento. Estas cantidades no se pueden medir directamente, pero se puede deducir de la respuesta medida de la unidad a una perturbación. Otro método de especificar la estabilidad de un sistema, consiste en especificar el tamaño relativo de los picos de las sucesivas desviaciones de velocidad después de una perturbación. Por lo general, especificando la proporción deseada de amortiguación y el tiempo de establecimiento, se define la estabilidad deseada y la capacidad de respuesta de la unidad. Al igual que con muchos sistemas de control de procesos no lineales, la forma de determinar estos valores es mediante pequeñas oscilaciones en torno a un punto de operación de estado estacionario.

En un generador en condición aislada y alimentando una carga resistiva de más del 80% de la potencia nominal, para un escalón de (+/-) 10% en la frecuencia, la respuesta ideal debe ser la que cumpla con las siguientes condiciones: El sobre impulso no debe exceder el 15%, el tiempo de asentamiento debe ser menor a los 60 segundos, la segunda oscilación no debe exceder el 25% de la primera y la respuesta debe ingresar en la banda de establecimiento en ciclo y medio, lo que significa que la magnitud del tercer pico de la oscilación debe quedar dentro de la banda.

ESTATISMO: El estatismo debe ser ajustable entre 0 y 10%.

BANDA MUERTA: menor al 1%.

TIEMPO MUERTO: Menor a 0.5 segundos.

AJUSTES DE REGULADORES:

TABLA 16. AJUSTES DE PARÁMETROS REGULADORES DE VELOCIDAD

REGULADOR	PARÁMETRO	RANGO
REGULADOR CAÍDA TEMPORAL	Constante de tiempo de amortiguamiento	0s-30s
	Caída temporal	0%-150%
PID	Ganancia proporcional	0-20
	Ganancia integral	0-10
	Ganancia derivativa	0-5
DOBLE DERIVATIVO	Constantes de tiempo adelanto atraso	0.01s-10s
	Ganancias derivativas	0s-10s

IEEE STD 1207-2011

Es un complemento del estándar IEEE 125, donde se especifican las funciones de los reguladores de velocidad junto con las especificaciones técnicas y de desempeño que califican la respuesta dinámica del regulador. Los aspectos relevantes se presentan a continuación:

En la Tabla 17 se encuentran los índices que permiten evaluar la respuesta dinámica del regulador de velocidad, estos valores solo son válidos para un generador que se encuentre aislado y alimentando un carga resistiva. Cuando el generador se encuentra conectado a un sistema robusto el análisis es difícil de realizar individualizando a la unidad por la influencia de variables externas, razón por la cual que se deben emplear otros métodos como es el de usar variables de estado.

TABLA 17. ÍNDICES DE DESEMPEÑO REGULADORES DE VELOCIDAD

ÍNDICE DE DESEMPEÑO	RANGO
Tiempo de subida	1s-25s
Tiempo de asentamiento	2s-100s
Sobre Impulso	0%-40%
Radio de amortiguamiento	0.25-1
Margen de fase	20°-80°
Margen de ganancia	2dB-20dB
Ancho de banda	0.03Hz-1.0Hz
Sobre paso máximo	0dB-12dB

B.5 UCTE

Unión para la Coordinación del Transporte de Electricidad (UCTE) es la asociación de operadores de redes de transporte de Europa continental, abasteciendo de forma segura y confiable a más de 430 millones de personas, siendo unos de los sistemas interconectados más grandes del planeta.

OPERATION HANDBOOK⁸

En el manual de operación se encuentran los requerimientos para el control de frecuencia de las unidades de generación conectadas al UCTE, cabe notar que la respuesta del regulador de velocidad se evalúa en conjunto con el generador conectado al sistema.

El generador debe comenzar a responder a los pocos segundos de ocurrida la perturbación, para una respuesta del 50% o menos de la reserva de potencia esta debe ser alcanzada en menos de 15 segundos, para respuestas entre 50% y 100% de la reserva debe alcanzarse en tiempos menores a 30 segundos, la banda muerta del regulador debe ajustarse en un valor menor a 20 mHz.

RESUMEN PAISES PERTENECIENTE AL UCTE

En la tabla 18 se presenta el resumen de los requerimientos técnicos encontrados de algunos países pertenecientes al UCTE, las coincidencias encontradas son debido a que han adoptado las exigencias requeridas por el UCTE.

⁸ http://www.pse-operator.pl/uploads/kontener/542UCTE_Operation_Handbook.pdf

TABLA 18. RESUMEN REQUISITOS PAISES PERTENECIENTES AL UCTE

PAIS	REGULACIÓN PRIMARIA
ALEMANIA (2003)	Reservas de control primaria +/- 2% de la capacidad registrada. La unidad debe responder con toda la reserva ante un escalón en la frecuencia de 200 mHz en menos de 30 segundos, el incremento de potencia debe ser sostenible por 15 minutos. La banda muerta debe ser inferior a 10 mHz.
ESPAÑA	Reservas de control primaria +/- 1.5% de la capacidad registrada. La unidad debe responder con toda la reserva ante un escalón en la frecuencia de 200 mHz en menos de 30 segundos, el incremento de potencia debe ser sostenible por 15 minutos. La banda muerta debe ser inferior a 10 mHz.
ITALIA	Reservas de control primaria +/- 3% de la capacidad registrada. La unidad debe responder con toda la reserva ante un escalón en la frecuencia de 200 mHz en menos de 30 segundos, el incremento de potencia debe ser sostenible por 15 minutos. La banda muerta debe ser inferior a 10 mHz. Estatismo ajustable entre 2% y 8%.
INGLATERRA	La banda muerta debe ser inferior a 15 mHz. Estatismo ajustable entre 3% y 5%, normalmente 4%.
MARUECOS	Reservas de control primaria +/- 2.5 % de la capacidad registrada. La banda muerta debe ser inferior a 10 mHz. Estatismo ajustable entre 2% y 6%.

B.6 RESUMEN

Se concentran los requerimientos técnicos y de desempeño para evaluar la respuesta del regulador de velocidad, encontrados con mayor frecuencia en las entidades analizadas.

TABLA 19. RESUMEN REQUERIMIENTOS INTERNACIONALES DESEMPEÑO DE LOS REGULADORES DE VELOCIDAD

	CREG	CDEC-SIC	CAMMESA	IEEE std 1207	IEEE std 125	UCTE
BANDA MUERTA	+/- 30mHz	+/- 25 mHz.	+/- 25 mHz.	-----	+/- 0.5%	+/- 20 mHz.
ESTADISTMO	4%-6%	4%-8%	4%-7%	-----	0%-10%	-----
REGULACIÓN PRIMARIA	Ante un cambio de frecuencia, el tiempo de respuesta característica de la unidad debe estar entre 0 y 10 segundos, la variación de potencia debe ser sostenible durante 30 segundos.	Con el generador interconectado operando al 95% de capacidad de la turbina, ante un escalón en la consigna de velocidad o potencia, el tiempo de establecimiento bajo una banda de (+/-) 5% debe ser menor a 120 segundos.	Para las unidades que presten el servicio de RPF, ante un escañón en la consigna de velocidad o potencia, el tiempo de establecimiento bajo una banda de (+/- 10%) debe ser menor a 60 segundos.	-----	-----	Tras una perturbación en la frecuencia del sistema que requiera una respuesta en potencia del 50% o menos, esta debe alcanzarse en un tiempo inferior a los 15 segundos, para una respuesta entre el 50% y 100%, el tiempo máximo para alcanzar esta respuesta debe ser menor a los 30 segundos.
ÍNDICES DE DESEMPEÑO	-----	-----	-----	Tiempo de subida 1s-25s Tiempo de asentamiento 2s-100s Sobre Impulso 0%-40% Radio de amortiguamiento 0.25-1 Margen de fase 20°-80° Margen de ganancia 2dB-20dB Ancho de banda 0.03Hz-1.0Hz Sobre paso máximo 0dB-12dB	Con el generador aislado y alimentando una carga resistiva de más del 80% de la potencia nominal, ante un escalón de (+/-) 10% en la frecuencia, la respuesta ideal debe cumplir las siguientes condiciones: Sobre Impulso 0%-15% Tiempo de asentamiento < 60s La segunda oscilación no debe exceder el 25% de la primera y la respuesta debe ingresar en la banda de establecimiento en ciclo y medio.	-----

C. ESTABILIDAD RELATIVA, CÁLCULO ÍNDICES DE DESEMPEÑO

Se presentan los pasos que se deben seguir para la obtención de los índices de desempeño enunciados en la sección 3.6, a partir de un registro de frecuencia tomado de las simulaciones realizadas en la validación numérica de la estabilidad relativa (Caso 4).

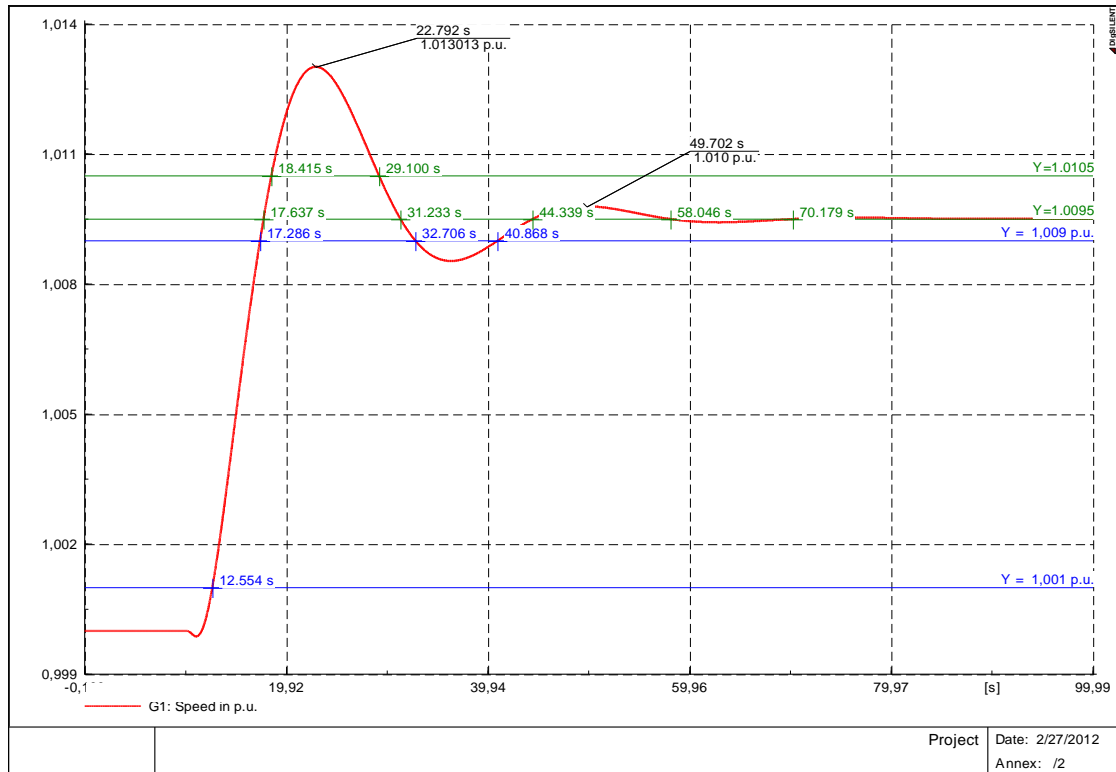


FIGURA 52: REGISTRO DE FRECUENCIA

- **SOBRE IMPULSO (SI):** Para el cálculo del sobre impulso se toma la amplitud del pico de la primera oscilación y de acuerdo al escalón aplicado se determina el porcentaje de sobrepaso con respecto al valor final.

$$SI = \frac{\text{Amplitud Máxima} - \text{Valor Final}}{\text{Escalón}} * 100$$

$$SI = \frac{1.013013 - 1.01}{0.01} * 100 = 30.13\%$$

- **TIEMPO DE SUBIDA (t_r):** El tiempo de subida es la diferencia entre el tiempo en que la curva alcanza el 90% menos el tiempo en que la curva pasa por el 10% del valor final.

$$t_r = t_{90\%} - t_{10\%}$$

$$t_r = 17.286 - 12.554 = 4.732 \text{ s}$$

- **TIEMPO DE ASENTAMIENTO (t_s):** Es el tiempo en el cual la respuesta ingresa sin salir en una banda del +/-5% del valor final, tomando como referencia el tiempo en el cual se realizó la perturbación.

$$t_s = t_{(+/-5\%)} - t_{\text{perturbación}}$$

$$t_s = 70.179 - 10 = 60.179 \text{ s}$$

- **RADIO DE AMORTIGUAMIENTO (DR):** Para determinar el radio de amortiguamiento es necesario el tiempo y la amplitud de dos picos de oscilación, junto con el eje alrededor del cual oscila la señal, los valores presentados a continuación son los correspondientes a la figura 52.

TABLA 20. TABLA DE VALORES NECESARIA PARA CALCULAR EL RADIO DE AMORTIGUAMIENTO

	AMPLITUD	AMPLITUD RELATIVA	TIEMPO
PICO 1	1.013013 p.u.	0.003513	22.792 S
PICO 2	1.0100 p.u.	0.00050	49.702 S
Eje	1.0095 p.u.		

La oscilación se puede representar mediante la ecuación 50, la cual representa una onda sinusoidal amortiguada en el tiempo.

$$f(t) = A * e^{-\sigma t} * \cos(w_d t) \quad 50$$

Dónde:

A=Amplitud señal sinusoidal.

σ = Coeficiente de amortiguamiento.

w_d = Frecuencia de la oscilación.

CÁLCULO DE LAS VARIABLES

- La variable A es la amplitud relativa del primer pico de oscilación.

$$A = 0.003513 p. u.$$

- w_d se determina tomando como periodo el tiempo entre los picos de oscilación.

$$w_d = \frac{2\pi}{\Delta t} = \frac{2\pi}{49.702 - 22.792} = 0,2335 \text{ rad/s}$$

- σ se calcula evaluando la función en el segundo pico de oscilación.

$$f(\Delta t) = A * e^{-\sigma \Delta t} * \cos(w_d \Delta t)$$

$$f(49.702 - 22.792) = 0.003513 * e^{-\sigma(49.702 - 22.792)} * \cos(0.2335(49.702 - 22.792))$$

$$f(26.91) = 0.003513 * e^{-\sigma(26.91)} * \cos(0.2335 * 26.91) = 0.0005$$

$$e^{-\sigma(26.91)} = 0.14232$$

$$-\sigma(26.91) = \ln(0.14232)$$

$$-\sigma(26.91) = -1.9496$$

$$\sigma = 0.07245$$

El radio de amortiguamiento se calcula de acuerdo a la ecuación 46.

$$\zeta = \frac{0.07245}{\sqrt{0.7245^2 + 0.2335^2}} = 0.2985$$

D. ABREVIATURAS

- **CT:** Regulador de caída temporal.
- **PID:** Regulador proporcional, integral, derivativo.
- **DD:** Regulador doble derivativo.
- **SI=** Sobre impulso.
- **t_s**= Tiempo de asentamiento.
- **t_r**= Tiempo de subida.
- **DR=** Radio de amortiguamiento.
- **EDAC:** Esquema de Deslastre Automático de Carga.
- **PRS:** Pasos para la Restauración del Sistema.
- **NT:** Norma Técnica.
- **CDEC:** Centro de Despacho Económico de Carga.
- **SIC:** Sistema Interconectado Central.
- **PDO:** Procedimiento Técnico preparado por la Dirección de Operación del CDEC .
- **DO:** Dirección de Operación del CDEC.
- **TG:** Turbina a gas.
- **GOV:** Regulador de velocidad.
- **CDC:** Centro de Despacho y Control del CDEC.
- **RPF:** Regulación Primaria de Frecuencia.
- **OED:** Organismo Encargado del Despacho.