

**LÓGICA PARA CAMBIO DE ESTADO DE OPERACIÓN
ISOCHRONOUS/DROOP DE DOS TURBOGENERADORES DE UNA RED DE
AUTOGENERACIÓN PROPIETARIA CON CONEXIÓN AL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL (SIN) SEGÚN EL ESTADO DE LOS
INTERRUPTORES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN O DISTRIBUCIÓN
ASOCIADAS.**

**ING. JUAN CARLOS CABALLERO ÁLVAREZ
ING. JUAN DARÍO ACOSTA CARRILLO**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2016**

**LÓGICA PARA CAMBIO DE ESTADO DE OPERACIÓN
ISOCHRONOUS/DROOP DE DOS TURBOGENERADORES DE UNA RED DE
AUTOGENERACIÓN PROPIETARIA CON CONEXIÓN AL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL (SIN) SEGÚN EL ESTADO DE LOS
INTERRUPTORES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN O DISTRIBUCIÓN
ASOCIADAS.**

**ING. JUAN CARLOS CABALLERO ÁLVAREZ
ING. JUAN DARÍO ACOSTA CARRILLO**

**Monografía presentada como requisito para optar al título de:
Especialista en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica**

**Director
Ing. Ph.D. JOHANN FARITH PETIT SUAREZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2016**

DEDICATORIA

El presente trabajo está dedicado a mis padres Teófilo y Denis por brindarme todo su amor, apoyo económico, emocional y ser el pilar fundamental en mi proceso de formación, gracias por su esfuerzo, paciencia y dedicación.

A mi Hermana Belkis y mi sobrino Andrés por su amor y apoyo emocional.

Juan Carlos Caballero Álvarez

El presente trabajo está dedicado a Dios, mis Padres Luz Marina Carrillo y Juan Delfín Acosta M, y a todas aquellas personas que contribuyeron a mi formación como profesional.

Juan Darío Acosta Carrillo

AGRADECIMIENTOS

Un agradecimiento especial a los Ingenieros Andrés Osorio y Henry Munevar por sus primeros aportes en el tema de esta monografía.

A los creadores del software Logisim Versión 2.7.1. Utilizado para la simulación de ecuaciones lógicas.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	16
1. CAPITULO I	19
1.1. ANTECEDENTES	19
1.1.1. Artículo Paralleling Dissimilar Generator Part 3, Load Sharing Compatibility	20
1.1.2. Artículo Turbine/Generator Governor Doop/Isochronous Fundamentals – a Graphical Approach	22
1.2. GENERALIDADES DE TURBINAS A GAS	29
1.3. FUNCIONAMIENTO:	30
1.4. CONTROL DROOP	32
1.5. CURVAS DROOP	33
1.6. CONTROL ISÓCRONO	35
1.7. RELACIÓN ENTRE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD Y EL CONTROL DROOP/ISÓCRONO	35
1.8. ALGEBRA BOOLEANA	36
1.9. COMPUERTAS LÓGICAS	36
1.10. MAPAS DE KARNAUGH	37
2. CAPITULO II	38
2.1. DEFINICIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO A ANALIZAR	38
2.1.1. Conjunto turbogenerador	38
2.1.2. Transformación	39
2.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS CENTROS DE DISTRIBUCIÓN	39
2.3. CARACTERÍSTICAS DE LAS FRONTERAS COMERCIALES	39
2.4. ANÁLISIS DE CASOS PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO DEFINIDO	40
2.4.1. Condiciones iniciales	40
2.4.2. Definición de variables	41
2.4.3. Definición de casos probables	42
3. CAPITULO III	57
3.1. EXPLICACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA LÓGICA EN EL SISTEMA ANALIZADO	58
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	63
BIBLIOGRAFÍA	64

LISTA DE FIGURAS

Figura No. 1. Sistema de control Droop [11]	23
Figura No. 2. Sistema de control Isochronous [11]	23
Figura No. 3. Curva de comportamiento de un gobernador droop (Sin incluir transitorios) [11].....	24
Figura No. 4. Curva Droop 4% y NLF 60Hz [11]	25
Figura No. 5. Curva Droop 4% con NLF 61.2Hz [11].....	26
Figura No. 6. Curvas Droop de G1 y G2 con $FLF_{G1} = NLF_{G2}$ [11].....	26
Figura No. 7. Curvas Droop de G1 y G2 con $FLF_{G1} < NLF_{G2}$	27
Figura No. 8. Curvas Isochronous y Droop de G1 y G2 [11].....	28
Figura No. 9. Turbina a Gas [1].....	29
Figura No. 10. Partes de una turbina a gas [1].....	30
Figura No. 11. Curva de respuesta de velocidad de un gobernador sin control Droop ante una variación de la carga [2].....	33
Figura No. 12. Curvas Droop 3% y 5% Referencia 3600 rpm a Plena Carga [2].....	34
Figura No. 13. Curvas Droop al 5% Referencia 3600 50% Carga [2].....	34
Figura No. 14. Curva del modo de operación Isócrono [2]	35
Figura No. 15. Compuertas Lógicas [3]	37
Figura No. 16. Reducción por el Método de Karnaugh [3].....	37
Figura No. 17. Sistema Eléctrico Base	38
Figura No. 18. Modo de Operación Base	40
Figura No. 19. Modo de Operación Base Simplificado.....	42
Figura No. 20. Modo de operación Caso 0.....	44
Figura No. 21. Modo de operación Caso 1.....	44

Figura No. 22.	Modo de operación Caso 2.....	45
Figura No. 23.	Modo de operación Caso 3.....	45
Figura No. 24.	Modo de operación Caso 4.....	46
Figura No. 25.	Modo de operación Caso 5.....	46
Figura No. 26.	Modo de operación Caso 6.....	46
Figura No. 27.	Modo de operación Caso 7.....	47
Figura No. 28.	Modo de operación Caso 8.....	47
Figura No. 29.	Modo de operación Caso 9.....	48
Figura No. 30.	Modo de operación Caso 10	48
Figura No. 31.	Modo de operación Caso 11	48
Figura No. 32.	Modo de operación Caso 12	49
Figura No. 33.	Modo de operación Caso 13	49
Figura No. 34.	Modo de operación Caso 14	49
Figura No. 35.	Modo de operación Caso 15	50
Figura No. 36.	Modo de operación Caso 16	50
Figura No. 37.	Modo de operación Caso 17	51
Figura No. 38.	Modo de operación Caso 18	51
Figura No. 39.	Modo de operación Caso 19	51
Figura No. 40.	Modo de operación Caso 20	52
Figura No. 41.	Modo de operación Caso 21	52
Figura No. 42.	Modo de operación Caso 22	53
Figura No. 43.	Modo de operación Caso 23	53
Figura No. 44.	Modo de operación Caso 24	53
Figura No. 45.	Modo de operación Caso 25	54

Figura No. 46. Modo de operación Caso 26	54
Figura No. 47. Modo de operación Caso 27	55
Figura No. 48. Modo de operación Caso 28	55
Figura No. 49. Modo de operación Caso 29	55
Figura No. 50. Modo de operación Caso 30	56
Figura No. 51. Modo de operación Caso 31	56
Figura No. 52. Esquema General de Comunicación y Control del Sistema Eléctrico	59
Figura No. 53. Esquema de Conexión RTU para Visualización de Estados de los Interruptores en CDZ	59
Figura No. 54. Esquema de Conexión para Visualización de Estados de los Interruptores en CDY	60
Figura No. 55. Esquema de Conexión RTU para Visualización de Estados de los Interruptores en CDX	60
Figura No. 56. Esquema de Lógica Requerida en las RTU y PLC para el Turbogenerador A	61
Figura No. 57. Esquema de Lógica Requerida en las RTU y el PLC para el Turbogenerador B	62

LISTA DE TABLAS

Tabla No 1 Simplificación de variables (Interruptores equivalentes).....	41
Tabla No 2 Tabla lógica con los 32 casos probables.....	43
Tabla No 3 Grupos Seleccionados para cada Variable en su Respectivo Mapa de Karnaugh.	57

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación No. 1 Cálculo de porcentaje de Droop [2].	32
Ecuación No. 2 Ecuación lógica minimizada para el estado ISO del turbogenerador A. ...	58
Ecuación No. 3 Ecuación lógica minimizada para el estado DROOP del turbogenerador A.	58
Ecuación No. 4 Ecuación lógica minimizada para el estado ISO del turbogenerador B. ...	58
Ecuación No. 5 Ecuación lógica minimizada para el estado DROOP del turbogenerador B.	58

LISTA DE ABREVIATURAS

SIN	<i>Sistema Interconectado Nacional</i>
MW	<i>Mega Watts</i>
EDAC	<i>Esquema Automático de Deslastre de Carga</i>
HZ	<i>Hertz</i>
RPM	<i>Revoluciones Por Minuto</i>
kV	<i>KiloVolt</i>
PF	<i>Factor de Potencia</i>
ONAN	<i>Oil Natural Air Natural (Aceite Natural Aire Natural)</i>
ONAF	<i>Oil Natural Air Forced (Aceite Natural Aire Forzado)</i>
MVA	<i>Mega Volt Amperio</i>
SF6	<i>Hexafloruro de azufre</i>
ANSI	<i>American National Standards Institute (Instituto Nacional Estadounidense de Estándares)</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and electronics Engineers (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos)</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
RTU	<i>Remote Terminal Unit (Unidad de Terminal Remota)</i>
PLC	<i>Programmable Logic Controller (Controlador Lógico Programable)</i>

RESUMEN

TÍTULO

Lógica para cambio de estado de operación *isochronous/droop* de dos turbogeneradores de una red de autogeneración propietaria con conexión al sistema interconectado nacional (SIN) según el estado de los interruptores de las líneas de transmisión o distribución asociadas.¹

AUTORES

ING. JUAN CARLOS CABALLERO ÁLVAREZ
ING. JUAN DARÍO ACOSTA CARRILLO

PALABRAS CLAVES: Turbogeneradores, interruptores, Droop, Isochronous,

DESCRIPCIÓN

La autogeneración es una opción que grandes empresas examinan al momento de buscar confiabilidad en su suministro de energía, el objetivo de esta generación es mantener en la empresa dicho servicio de forma permanente, con el propósito de disminuir el índice de interrupciones por falta del servicio en el proceso que manejan. Los turbogeneradores, que suministran la energía de respaldo pueden llegar a operar de dos formas, una de estas es el modo DROOP, el cual operando en paralelo con la red del distribuidor local busca mantener estable la frecuencia ante fluctuaciones en la carga, ya que al presentarse un aumento en la carga, la velocidad de la turbina disminuiría y a sus vez podría afectar el funcionamiento de los equipos asociados al sistema por una caída en la frecuencia, o por lo contrario al disminuir la carga, la velocidad de la turbina se incrementaría causando un aumento en la frecuencia del sistema, por ende, el estado DROOP permite controlar dichos cambios de manera optima y oportuna sin que esto llegue a afectar el sistema; por otro lado, se encuentra el modo de operación ISOCHRONOUS, el cual operará cuando el turbogenerador se encuentre en modo isla e intentará mantener la velocidad de giro de la máquina, a una referencia previamente definida ante las variaciones de carga a la que pueda ser sometida, ajustando automáticamente la referencia de potencia dentro de los rangos operativos. Lograr establecer por medio de una lógica cómo y cuándo el turbogenerador o conjunto de turbogeneradores deben operar en alguno de los modos anteriormente mencionados, es el objeto de esta monografía.

¹ Monografía

Facultad De Ingenierías Físico-Mecánicas
Escuela De Ingeniería Eléctrica, Electrónica Y De Telecomunicaciones
Director: Johann Farith Petit Suarez

ABSTRACT

TITLE

Logic for state change isochronous / droop operation of two turbogenerators proprietary network of self-generation with connection to the national grid (SIN), depending on the state of the switches of the associated transmission lines or distribution grid. ²

AUTHORS

ING. JUAN CARLOS ALVAREZ CABALLERO
ING. JUAN ACOSTA DARIO CARRILLO

KEYWORDS:

Turbogenerators, switches, Droop, Isochronous,

DESCRIPTION

Self-generation is an option that large companies examined when seeking reliability in their supply of energy. The objective of this generation is to keep permanently the energy service company in order to decrease the rate of interruption due to lack of service in the process managed. Turbine generators that provide backup power may operate in two ways. The DROOP mode and the Isochronous mode. The DROOP mode operates in parallel with the local dealer network to maintain a stable frequency to load fluctuations. For instance, an increase in the load would decrease the turbine's speed affecting the performance of the equipment associated with the system as the result of frequencies dropping, and consequently a decrease in the load of the turbine, would cause an increase in the system frequency. The DROOP state allows optimal and well-timed control of these two changes to avoid affecting the system. The ISOCHRONOUS mode, on the other hand, operates when the turbo generator is isolated with its own loads and attempts to maintain the turning speed of the machine to a previously defined reference to load variations. The machine will automatically adjust the power references within operating ranges. The objective of this monograph is to establish, by logic, how and when the turbo set must operate in any of the above modes.

² *Monograph*

*Facultad De Ingenierías Físico-Mecánicas
Escuela De Ingeniería Eléctrica, Electrónica Y De Telecomunicaciones
Director: Johann Farith Petit Suarez*

INTRODUCCIÓN

Hoy en día, es usual que grandes empresas cuenten con una capacidad de carga significativa, y por tal, no le deben faltar el suministro de energía debido a la importancia de sus procesos productivos, lo que conlleva a que examinen el tema de confiabilidad con lupa. Las empresas de gran consumo ven la autogeneración como una opción que les permite mantener y aumentar la confiabilidad en el suministro de energía.

Al momento de recurrir a la autogeneración el conjunto generador-turbina a gas es considerado una buena opción debido a su poca área requerida por MW (Mega Watts), alta diversidad por contar con la capacidad de operar con otros combustibles gaseosos e incluso líquidos que ofrecen algunas turbinas en el mercado, eficiencias máximas de hasta un 45%, buena relación costo beneficio y costos de mantenimiento, relativamente bajos en comparación con otros sistemas.

Con el propósito de mejorar la confiabilidad se prefiere que los sistemas de autogeneración trabajen interconectados a la red local, en los casos que pueden hacerlo y no de forma aislada, debido a esto, los generadores pueden trabajar en dos modos durante su funcionamiento, ya sea en DROOP o ISOCHRONOUS respectivamente, adicionalmente estos sistemas de autogeneración pueden contar con sistemas de subtransmisión y distribución internos, los cuales cuentan con una serie de interruptores cuyas funciones son, servir como protección al sistema y sectorizar la energización de las barras involucradas en el mismo.

Sin embargo, debido a la cantidad de interruptores que pueden verse involucrados, es posible que ocurran aperturas no deseadas de los mismos en el sistema interno y/o desconexión de las fronteras comerciales, lo que amerita en determinado momento una respuesta rápida del sistema al posible cambio de frecuencia cuando este se desconecte de dichas fronteras, al ser poco oportuna y lenta la respuesta del ser humano ante la situación problema en el sistema, es necesario plantear una lógica que responda dinámicamente a los posibles eventos que puedan aparecer en el proceso, y por ende, aumentar la confiabilidad, disminuir pérdidas en producción, daños en equipos y/o productos y finalmente apuntar a reducir costos e incrementar la eficiencia en los casos en el que este modelo sea aplicado.

Aunque el método que se describe en las siguientes páginas, se desarrollará a partir de un caso particular, este puede ser aplicable a otras condiciones,

cambiando simplemente las variables de entrada y salida requeridas según la cantidad de dispositivos de corte (interruptores) existentes en el sistema a analizar, la cantidad de generadores y la cantidad de puntos de conexión con el sistema de distribución local, permitiendo de esta manera mejorar aún más la confiabilidad de los sistemas de autogeneración que lo requieran.

La metodología que se plantea en la monografía, dividida en tres capítulos y denominada: - Lógica para cambio de estado de operación *isochronous/droop* de dos turbogeneradores de una red de autogeneración propietaria con conexión al sistema interconectado nacional (SIN) según el estado de los interruptores de las líneas de transmisión o distribución asociadas-, va orientada a hacer dinámica la transición del modo DROOP a ISOCHRONOUS y viceversa de uno de los dos turbogeneradores de la red de autogeneración ante el cambio de estado de los interruptores presentes en la red de distribución o sub-transmisión interna o una desconexión del sistema del Operador de Red.

Además, para tener la capacidad de crear una lógica de estados acorde a la necesidad que se presente, es fundamental definir ciertos parámetros que permitan contemplar y visualizar las áreas a trabajar junto con los posibles eventos en la red interna, para ello, se debe tener presente lo siguiente:

- Definir el sistema eléctrico.
- Realizar un diagrama unifilar incluyendo: generadores, interruptores de generadores, interruptores del sistema de transmisión interno, puntos de conexión con el sistema de distribución local.
- Analizar el sistema eléctrico contemplando las posibles reacciones, ante los cambios de estado de los interruptores involucrados en el sistema y una posible desconexión de la red local.
- Definir las variables de entrada y salida.

Para concluir, cada capítulo muestra un desarrollo progresivo de la temática objeto de estudio de la siguiente manera:

Capítulo 1. Introducción y manejo de conceptos relacionados con la temática.

Capítulo 2. Se presentan los posibles casos asociados a los estados de los interruptores que se encuentran en el sistema adoptado.

Capítulo 3. Desarrollo de la lógica que permite realizar cambios controlados y seguros en el modo de operación de los turbogeneradores entre Droop e Isochronous.

1. CAPITULO I

ANTECEDENTES Y MARCO CONCEPTUAL.

Este capítulo contiene definiciones y conceptos que permiten introducir de manera progresiva a la temática objeto de estudio. El desarrollo de la presente monografía se basa en el trabajo de campo y la experiencia de los investigadores, debido al interés de buscar una manera eficaz y económica el hacer control de frecuencia, en un sistema ante aperturas no deseadas de interruptores del sistema de transmisión interno y/o desconexión de las fronteras comerciales del sistema de autogeneración, con turbinas a gas que suministren energía a los diferentes cargas del sistema.

Para mayor efectividad y confiabilidad, en un sistema real el control de frecuencia deberá estar complementado con un *esquema de deslastre automático de cargas EDAC* debido a que la capacidad instalada de generación generalmente es inferior a la demanda, y la energía que no se alcanza a generar se compra a través de las fronteras comerciales.

Para el caso de estudio, el desarrollo de esta monografía se considera una capacidad instalada de autogeneración superior a la demanda, es decir, que se cuenta con margen de maniobra ante demandas pico elevadas (Cómo las que se presentan por magnetización de Transformadores o Arranques de motores) y la compra de energía por una o más fronteras comerciales es igual a cero, utilizando la interconexión con estas solo para efectos de control de frecuencia y respaldo ante eventos no deseados (Salidas de generador, cortocircuitos).

1.1. ANTECEDENTES

Al ser la literatura objeto de esta monografía muy limitada, algunos documentos que muestran estudios realizados sobre temas como los modos de operación Droop/Isochronous, aportan un conocimiento necesario al momento del desarrollo y complemento de la misma, entidades como la IEEE y empresas que trabajan en campo de la generación como CUMMINS, General Electric entre otras; comparten algunos análisis realizados en estos temas, permitiendo al lector contar instrumentos intelectuales que puedan llevar a una mejor comprensión de los mismos.

A continuación se presentan una descripción sobre los modos de operación Droop e Isochronous y algunas características de su funcionamiento, tomados de publicaciones realizadas por la IEEE y la empresa constructora de generadores Cummins, en las cuales se presentan análisis sobre los modos de operación anteriormente mencionados con algunas características de los mismos, entre las que se destaca su habilidad para compartir carga (Load Sharing).

1.1.1. Artículo Paralleling Dissimilar Generator Part 3, Load Sharing Compatibility. En este documento la empresa Cummins por medio del Ingeniero Mecánico Gary Olson, realiza un análisis sobre el funcionamiento de generadores en paralelo y la importancia de contar con un control que permita operar la carga de igual manera en ambos o en su defecto en la cantidad de generadores que se encuentren en paralelo en el sistema [10].

Los grupos electrógenos no pueden operar de manera estable en paralelo con otra fuentes a menos que la carga sobre el grupo electrógeno este controlada. Cuando los generadores están operando juntos en un bus aislado (es decir, no red - paralelo), ellos vienen comúnmente provistos con equipamiento que les permite a cada máquina operar al mismo porcentaje de la carga así como el mismo porcentaje de carga en todo el sistema. Este es denominado un "sistema de control de carga compartida" (load Sharing control system), Hay muchas opciones disponibles para los controles de intercambio de carga de diversos fabricantes, aunque muchas de estas opciones no son compatibles la una con la otra. Por lo tanto para considerar diferentes generadores en paralelo, o la adición de un grupo electrógeno a una sistema en paralelo existente, es fundamental entender cómo la carga compartida puede ser ejecutada [10].

Hay factores que se deben tener presente para el funcionamiento de la carga compartida (Load Sharing), cuando hay arreglos en paralelo de grupos electrógenos, variables de salida como voltaje y frecuencia deben ser ajustadas de igual manera en cada uno cuando estos que se encuentran conectados al mismo bus; debido a esto los controles de velocidad y frecuencia no se deben monitorear de la misma manera como si tratase de una operación de grupos electrógenos de manera aislada, ya que al operar de manera aislada y con parámetros de configuración distintos (Tensión) en cada grupo electrógeno la carga reactiva (kVAR) no se compartiría en la misma proporción, lo mismo se presenta cuando la velocidad es distinta en cada uno, no se compartiría equitativamente la carga activa (kW); si se requiere compartir exitosamente la carga (load sharing), se

deben tener presente los parámetros mencionados de carga kW y kVAR tanto en estado estable como en transitorio [10].

Aunque a veces se pueden vincular sistemas de diferentes fabricantes, el gobernador y el control de compartir carga (Load Sharing) deberían ser del mismo fabricante, con el propósito de evitar conflictos en el sistema, cuando lo anterior no es posible o práctico algunos sistemas de control para compartir carga pueden ser usados [10]:

- **Droop governing and voltage regulation, a.k.a “reactive droop compensation”, (Control de pendiente y regulación de voltaje) [10].**

Para que este sistema de control opere correctamente, deben existir las siguientes condiciones:

- ✓ Los generadores deben tener la misma frecuencia y voltaje al no tener carga y cuando están desconectados del bus.
- ✓ Cada generador debe tener la misma velocidad cuando están sin carga o en carga completa.
- ✓ Cada generador debe tener la misma frecuencia cuando están sin carga o en carga completa.

- **Cross Current Compensation (Compensación Cruzada de Corriente) [10].**

Es un flujo de corriente en el generador causada por la diferencia en los niveles de excitación (parámetros de configuración), esta corriente de compensación es descrita cómo la operación de los grupos electrógenos sin una desmedida caída de tensión. Esto es activado instalando un transformador de corriente en la fase “B” de cada generador e interconectando los Tc’s a cada AVR en el sistema, el sistema es estable cuando los reguladores de voltaje son del mismo fabricante y modelo [10].

- **Isochronous kW y kVAR Load Sharing (Operación Isócrona kW y kVAR, carga compartida) [10].**

El sistema isócrono de compartición de carga activa, es un sistema de control que rápidamente calcula el porcentaje de carga real y activa en un generador específico, compara estos valores de carga real y activa en el sistema

proporcionando un control en el combustible y tensión en el sistema, regulando el porcentaje de carga del generador y en el sistema. El compartir carga importante es compatible en paralelo, porque las comunicaciones se hacen a punto donde el generador de control interactúa con cada uno cuando operan en un bus aislado. También suministra funciones a la compartición de carga, cada generador en el sistema debe tener un control que calcule el porcentaje total de carga activa y reactiva en la máquina, para comparar los valores de las medidas unas con otras en el sistema [10].

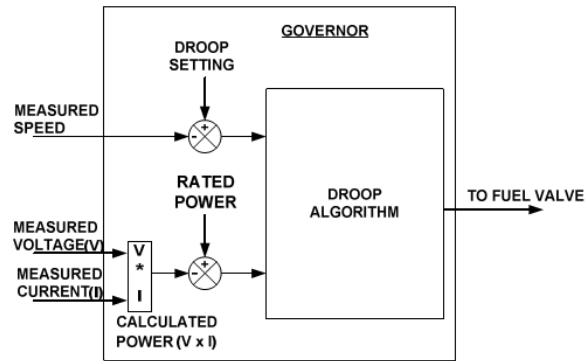
1.1.2. Artículo Turbine/Generator Governor Droop/Isochronous Fundamentals – a Graphical Approach. A través de este artículo los autores plantean el análisis de los modos de control Isochronous y Droop de gobernadores en sistemas de generación, aplicando la metodología del análisis gráfico.

Para entrar en detalles en el tema de estudio de este artículo, es necesario conocer de una manera más profunda los modos de control Droop e Isochronous en los gobernadores, y las condiciones operativas del sistema eléctrico al cual están conectadas las unidades de generación a controlar.

En su forma más simple, el modo de control Droop se define como aquel en el cual hay una caída lineal en la frecuencia al aumentar la carga y que dependerá de la pendiente de Droop seleccionada y el ajuste de frecuencia en vacío de la máquina (*NLF, No Load Frequency*), estos dos valores definen los parámetros Droop.

Para efectuar su función, un gobernador en modo Droop debe recibir como señales de entrada la potencia activa entregada (Obtenido a partir de señales de tensión y corriente) y la velocidad de giro del rotor; como valores de referencia requiere un ajuste predefinido de potencia activa y los parámetros Droop; y finalmente tiene una única señal de salida que controlará el flujo de combustible hacia el primomotor, como se puede observar en la figura No.1.

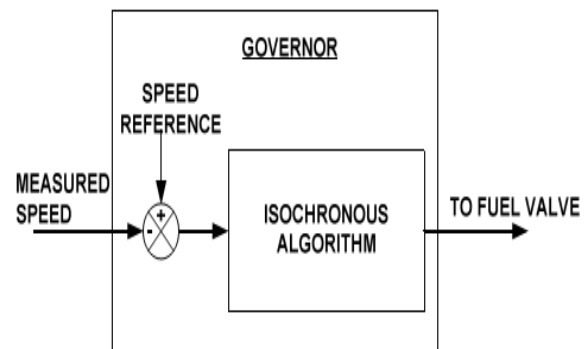
Figura 1. Sistema de control Droop



Fuente: [11]

Por otra parte, el gobernador en modo Isochronous tiene un funcionamiento aún más simple, tiene como única señal de entrada la velocidad de giro del rotor, una referencia de velocidad fija y a partir de una comparación de estas dos magnitudes, regula el flujo de combustible hacia el primomotor para mantener la velocidad fija independientemente de la carga, como se puede ver en la figura No.2.

Figura 2. Sistema de control Isochronous

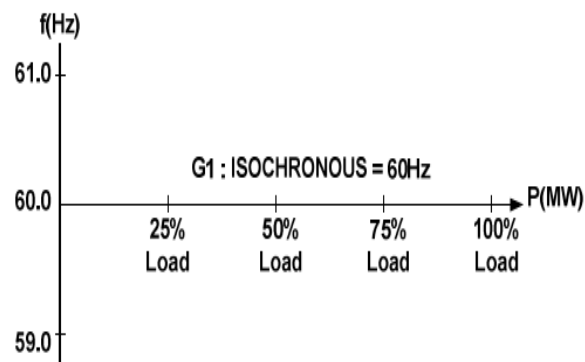


Fuente: [11]

- **Ejemplos de operación del modo de control isochronous [11].**

El primer caso consiste en un conjunto turbina/generador que opera en modo Isochronous en un sistema eléctrico aislado, con una referencia de frecuencia fija a 60Hz, en esta condición la unidad mantendrá la frecuencia del sistema en el valor de referencia sin importar la carga, tal y como se muestra en la figura No.3.

Figura 3. Curva de comportamiento de un gobernador droop (Sin incluir transitorios)



Fuente: [11]

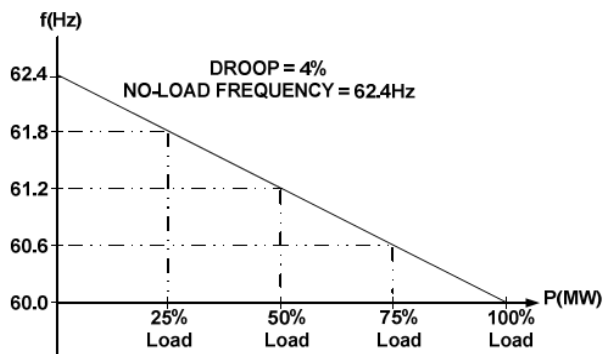
El segundo caso de análisis consiste en dos turbogeneradores en modo isochronous con diferentes referencias de frecuencia, operando en paralelo y de forma aislada. Para esta condición, se tiene que el gobernador de G1 posee una referencia en frecuencia de 60.0Hz y el de G2 60.1Hz, asumiendo una condición inicial, de que la frecuencia instantánea sea de 60Hz, el gobernador de G2 intentará aumentar la frecuencia hasta 60.1Hz, a través del control de apertura de la válvula de combustible, incrementando gradualmente el flujo de este hacia su primomotor.

Una vez se incremente la frecuencia del sistema, G1 intentará reducirla nuevamente hasta 60Hz, para hacer esto el gobernador de G1 controlará el cierre de la válvula de combustible, reduciendo gradualmente el flujo de este hacia el primomotor, esta condición continuará hasta que en un momento dado G2 motoriza a G1 y se dispara por su protección de potencia inversa. Esta es la principal razón por la que este modo de control es adecuado solo cuando la unidad de generación opera sola y de forma aislada con sus cargas.

- Ejemplos de operación del modo de control droop [11].

El primer caso de análisis consiste en un generador operando en modo Droop y de forma aislada con sus cargas, con una pendiente Droop de 4% y una referencia de frecuencia en vacío **NLF** de 60Hz. Como se puede ver en la figura No.4, cuando la referencia de potencia está en 0% la frecuencia del sistema es 60Hz y decae linealmente hasta 57,5Hz cuando la máquina se encuentra a 100% de su capacidad nominal.

Figura 4. Curva Droop 4% y NLF 60Hz



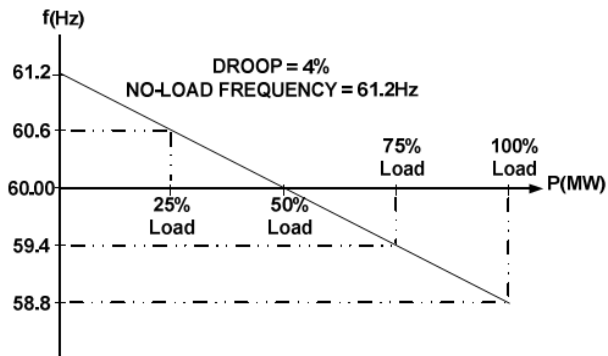
Fuente: [11]

Una frecuencia de 57,5Hz no es conveniente por restricciones técnicas, por lo que la curva Droop se puede desplazar, según lo requerido, hacia arriba o hacia abajo, moviendo la referencia de frecuencia en vacío **NLF**.

Para evitar operar las cargas y el generador en rangos de frecuencia que pueden llegar a ser perjudiciales para la integridad de los mismos, la referencia **NLF** se debe ubicar de tal manera que cuando el generador se encuentre al 50% de su capacidad nominal, la frecuencia esté en la mitad entre los límites operativos de frecuencia máximo y mínimo del sistema.

Este caso se muestra en la figura No.5, donde la curva tiene una pendiente de 4% y una referencia **NLF** de 61.2Hz, aún en esta condición operativa, los valores de frecuencia pueden llegar a comprometer la estabilidad del sistema, por lo que se recomienda otro tipo de modo de control para un generador operando de forma aislada con sus cargas.

Figura 5. Curva Droop 4% con NLF 61.2Hz

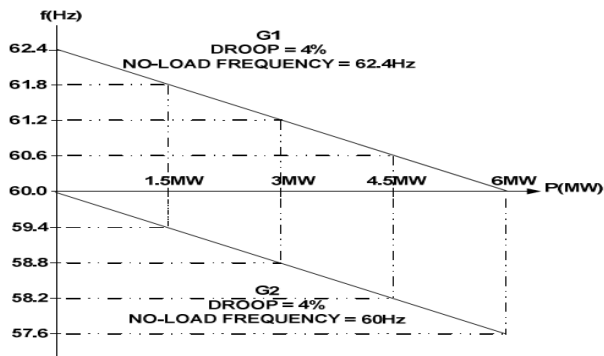


Fuente: [11]

El segundo caso de análisis consiste en dos generadores operando en paralelo, en modo Droop y de forma aislada con sus cargas, ambos con una pendiente Droop de 4% y una referencia de frecuencia en vacío (NLF) de 60Hz. En esta condición, ambos generadores asumirán en partes iguales la carga del sistema.

El tercer caso de estudio, es el de dos generadores operando en paralelo, en modo Droop y de forma aislada con sus cargas, ambos con una pendiente Droop de 4%, pero con $FLF_{G1} = NLF_{G2}$, en este caso particular con $NLF_{G1} = 62.4\text{Hz}$ y $FLF_{G1} = NLF_{G2} = 60.0\text{Hz}$ (FLF , full load frequency), en esta condición y según muestra la figura No.6, G1 asumirá la carga mientras la frecuencia se encuentre entre 62.4Hz y 60.0Hz y G2 solo aceptará carga una vez la frecuencia disminuya por debajo de 60.0Hz.

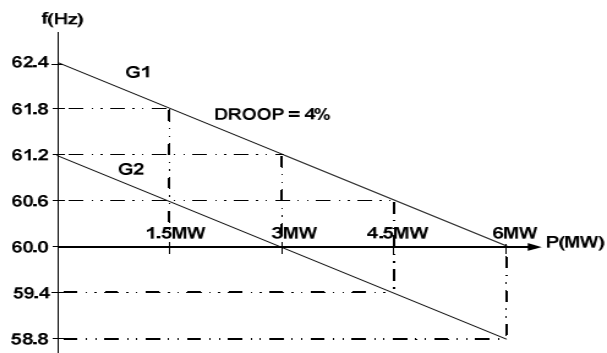
Figura 6. Curvas Droop de G1 y G2 con $FLF_{G1} = NLF_{G2}$



Fuente: [11]

El cuarto caso de estudio, es el de dos generadores operando en paralelo, en modo Droop y de forma aislada con sus cargas, ambos con una pendiente Droop de 4%, pero con $FLF_{G1} < NLF_{G2}$ (FLF , full load frequency), en este caso particular $NLF_{G1} = 62.4\text{Hz}$, $NLF_{G2} = 61.2\text{Hz}$, en esta condición según muestra la figura No.7, G1 asumirá toda la carga mientras la frecuencia sea inferior a la referencia NLF_{G2} (Hasta 3MW), una vez superado este umbral, la carga total se repartirá proporcionalmente entre las dos unidades para mantener la frecuencia.

Figura 7. Curvas Droop de G1 y G2 con $FLF_{G1} < NLF_{G2}$



Fuente: [11]

- **Ejemplo de operación combinada del modo de control isochronous/droop [11]**

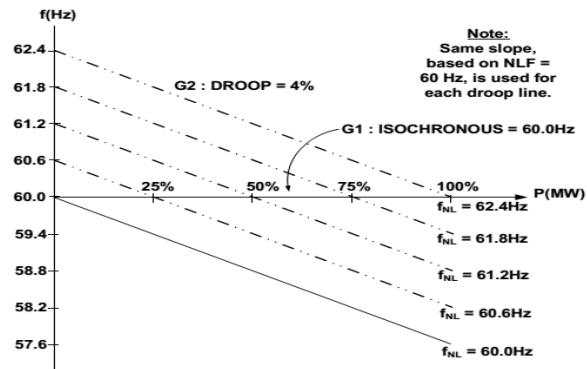
Para analizar este último caso, se considera inicialmente dos generadores operando en paralelo y de forma aislada con sus cargas, uno de ellos G1, opera en modo Isochronous con una referencia de frecuencia de 60Hz, y un generador G2 que opera en modo Droop con una NLF de 60.0Hz.

Al observar detalladamente la figura No.8 se puede concluir que G1 asume el total de la carga, y solo cuando se abre totalmente la válvula de combustible para permitir el flujo máximo de este hacia su primomotor (Y empieza a caer la frecuencia del sistema por debajo de 60Hz), la unidad G2 empieza a tomar carga, este modo de operación afectaría la frecuencia del sistema debido a que es necesario sobrecargar a G1 para que G2 inicie la toma carga.

Para evitar estas caídas de frecuencia, la curva Droop debe incrementarse gradualmente según la carga del sistema, incrementando el valor de NLF y manteniendo la pendiente (4% para este caso), tal y como indican las líneas

punteadas de la figura No.8. Si por el contrario, ocurre una disminución de la carga, la curva Droop debe disminuir.

Figura 8. Curvas Isochronous y Droop de G1 y G2



Fuente: [11]

- **Conclusiones sobre el artículo**

- ✓ El modo de operación Droop no se recomienda para sistemas de generación aislados, sin embargo es de utilidad si el generador estará conectado a una red mayor.
- ✓ El modo de operación Isochronous solo se recomienda para un sistema de único generador que opera de forma aislada con sus cargas.
- ✓ El modo de operación combinado Isochronous-Droop es apropiado para intentar de mantener fija la frecuencia de un sistema de generación aislado, en el cual uno de los generadores debe operar en modo Isochronous y los otros en modo Droop. Para evitar sobrecargar la unidad que opera en Isochronous, es necesario que la curva Droop de los otros generadores sea dinámica y se mueva gradualmente según el porcentaje de carga del sistema, e igualmente que todas las unidades que operan en control Droop tengan simultáneamente igual pendiente y NLF para que la toma de carga sea uniforme.

1.2. GENERALIDADES DE TURBINAS A GAS

Las turbinas a gas son máquinas cuyo elemento principal es un rotor giratorio y el fluido de trabajo es el gas, su diseño está compuesto por un compresor axial multietapa, una cámara de combustión interna y una turbina de expansión. Su función principal es generar energía en forma de movimiento a partir de un proceso de combustión. Esta energía es aprovechada para ser convertida en otras formas de energía, por ejemplo, en electricidad cuando se acopla a un generador eléctrico [1]

Figura 9. Turbina a Gas



Fuente: [1]

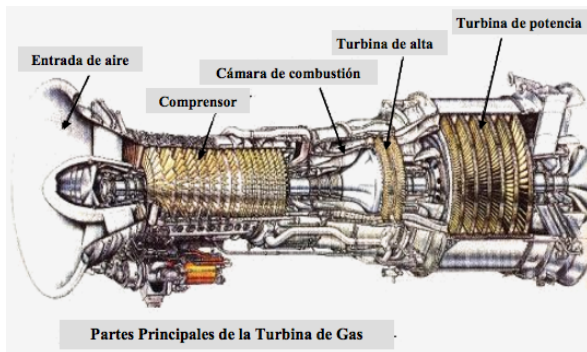
Las turbinas a gas pueden clasificarse según el origen de su desarrollo, por el diseño de su cámara de combustión y por el número de ejes, dentro de sus diferentes clasificaciones podemos encontrar [1]:

- Turbinas de gas aeroderivadas (Su diseño está basado en las turbinas de los aviones)
- Turbinas de gas industriales (diseño orientado a la producción de electricidad).
- Turbina de cámara de combustión tipo silo.
- Turbina de cámara de combustión anular.
- Turbina de cámara de combustión tubo anular.
- Turbina mono-eje.
- Turbina multi-eje

Los principales elementos de una turbina a gas son [1]:

- Sistema de admisión de aire.
- Compresor de aire.
- Cámara de combustión.
- Turbina de expansión.

Figura 10. Partes de una turbina a gas



Fuente: [1]

1.3. FUNCIONAMIENTO:

El proceso inicia con la absorción de aire por parte de la máquina. En esta etapa la máquina cuenta con una serie de filtros que permiten limpiar las impurezas que se puedan recoger mediante este paso; el aire absorbido por la máquina debe ingresar a esta con ciertas condiciones de temperatura para así garantizar la mayor masa posible de éste. Para esto, la turbina cuenta con una serie de sistemas encargados de proveer al aire que ingresa la temperatura necesaria para este proceso. Una vez ingresa el aire, el compresor es quien se encarga de elevar la presión de éste antes que ingrese a la cámara de combustión. El nivel de presión se cambia al modificar el ángulo de inclinación de las ruedas iniciales de los álabes del compresor: cuanto mayor sea el ángulo mayor es la cantidad de aire que ingresa al compresor, del 100% de aire que ingresa a la turbina aproximadamente el 50% es usado para refrigerar los álabes; el proceso continua en la cámara combustión, donde se produce la combustión de la energía química encontrada en el combustible para este caso el gas. Para llevar a cabo una buena combustión es necesario que el gas ingrese a una presión adecuada, parte del aire que procede del compresor es dirigido hacia las paredes de la cámara de combustión con el propósito de mantener su temperatura a niveles ideales, otra parte se hace circular por el interior de los alabes de la turbina. En la turbina es donde se convierte la energía química del combustible en energía mecánica la cual por medio de un eje acoplado al generador produce energía eléctrica [1][6].

Principios de control de turbinas: “El gobernador” o controlador de velocidad/potencia

Un componente fundamental de las turbinas a gas es el controlador de velocidad/potencia o gobernador. Más allá de la complejidad del sistema de control de una turbina, este controlador se destaca por ser el que se encarga de regular el giro del rotor de la turbina controlando el flujo de combustible [2].

Básicamente un gobernador está compuesto por un dispositivo que detecta la velocidad de giro del rotor, la cual está directamente relacionada con la carga que está acoplada a éste, para luego regular el paso de combustible a la cámara de combustión, con el fin de mantener la velocidad a un valor preestablecido [2].

Componentes fundamentales de un gobernador [2]:

- **Sistema de ajuste de velocidad (Referencia):** Es necesario definir una velocidad de trabajo con el fin de regular la potencia a entregar. Esto es especialmente necesario en las turbinas que se encuentran acopladas a generadores síncronos, en los cuales la velocidad de giro está directamente relacionada con la frecuencia eléctrica del sistema (Normalmente 50 o 60 Hz).
- **Sistema de Detección de velocidad actual (retroalimentación):** La retroalimentación es imprescindible debido a que el gobernador es un sistema de control de lazo cerrado, lo cual le permite corregir las desviaciones con respecto a la velocidad de referencia dentro del margen de error máximo admisible.
- **Sistema de Comparación entre la velocidad requerida y la real (Comparador):** La comparación es necesaria para determinar la magnitud del error del valor real respecto a la referencia
- **Sistema de Control de flujo de combustible (Actuador):** Una vez el gobernador determina que tan alejado se encuentra del valor de referencia, este requiere aumentar o reducir el flujo de combustible hacia la turbina y de esta manera regular la velocidad según lo requerido.
- **Sistema de Estabilización luego que se produce una variación del flujo de combustible (Compensación):** Una vez se alcanza el valor de velocidad objetivo, el control debe mantener la velocidad ante las perturbaciones o incremento de la carga.

Los primeros gobernadores que se utilizaron ampliamente en la industria fueron los hidro-mecánicos. A partir de 1970 se popularizaron los gobernadores

electrónicos, debido a su rapidez, precisión y capacidades mejoradas que les permiten cumplir aún más funciones.

1.4. CONTROL DROOP

Tiene una amplia utilidad en el control de motores de combustión y turbinas. Sin este control el funcionamiento sería totalmente inestable. Se define básicamente como la disminución de la referencia de velocidad ante el incremento de la carga [5] [2].

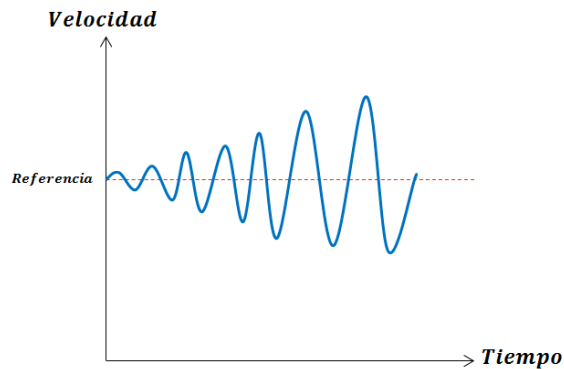
Matemáticamente se expresa como un porcentaje del ajuste de velocidad de referencia cuando la máquina trabaja sin carga hasta la carga máxima como se muestra en la Ecuación No.1, también se conoce como estatismo de la máquina, el porcentaje normal recomendado de Droop es de 3 al 5%, porcentajes inferiores al 2.5% producen inestabilidad en la máquina en la mayoría de los casos [5] [2]:

$$\%DROOP = \frac{\text{Velocidad sin carga} - \text{Velocidad nominal a carga máxima}}{\text{Velocidad nominal a carga máxima}} \times 100$$

Ecuación No. 1 Cálculo de porcentaje de Droop [2].

Sin control Droop en un motor o turbina se produciría una caída en la velocidad ante un incremento en la carga, en esta condición el gobernador actuaría incrementando el flujo de combustible hasta alcanzar nuevamente la velocidad de referencia. Sin embargo, debido a los fenómenos de inercia y retrasos en el tiempo de respuesta, la velocidad se incrementará más allá de la velocidad de referencia. Lo mismo ocurrirá al intentar regular nuevamente hacia una velocidad inferior, esta sobre-corrección en ambos sentidos finalmente causaría una inestabilidad, generando un disparo por sobre-velocidad o sub-velocidad [2], como se observa en la Figura No. 11.

Figura 11. Curva de respuesta de velocidad de un gobernador sin control Droop ante una variación de la carga



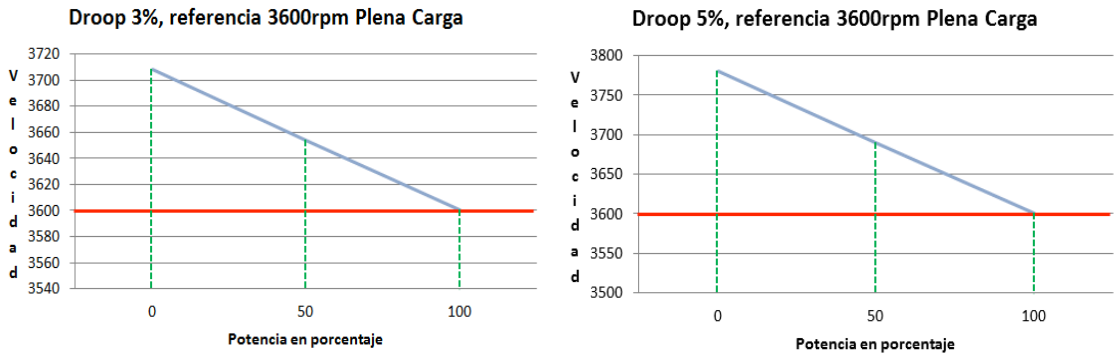
Fuente: [2]

Este problema de inestabilidad se soluciona con el control Droop, a medida que la carga se incrementa, la referencia de velocidad se disminuye. El gobernador actúa corrigiendo la velocidad luego de un incremento en la carga, pero esta será corregida a una referencia de velocidad inferior, esto evita que haya una sobrecorrección.

1.5. CURVAS DROOP

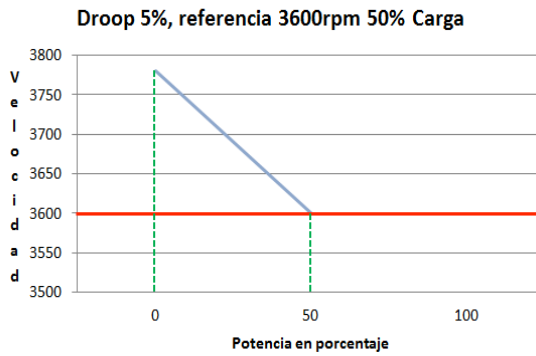
El control Droop tiene una curva Potencia-Velocidad/frecuencia lineal, con una referencia de velocidad para cada posición del control del combustible, generalmente es una línea de pendiente negativa, con una magnitud de 3 al 5% de la velocidad de referencia sin carga hasta el punto de máxima carga. Es decir, para un gobernador con Droop de 3% con una velocidad de referencia de 3600 rpm a plena carga (Velocidad nominal de giro para una frecuencia de 60Hz, en un generador sincrónico de 2 polos), tendrá una velocidad de referencia de 3708 rpm sin carga [2], como se puede observar en la Figura No. 12

Figura 12. Curvas Droop 3% y 5% Referencia 3600 rpm a Plena Carga



Fuente: [2]

Figura 13. Curvas Droop al 5% Referencia 3600 50% Carga



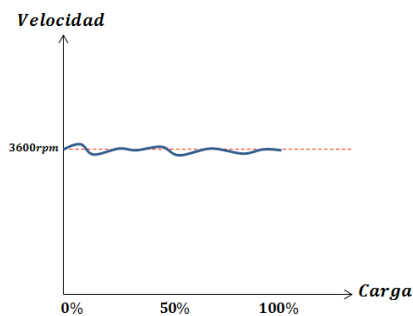
Fuente: [2]

Como se puede observar en la figura No. 13, la curva de Droop se ajusta según la referencia de carga máxima que se tenga definida al gobernador, manteniendo siempre la pendiente del 3% o 5%. En este caso la referencia de carga o potencia máxima es del 50% de la capacidad nominal del equipo, por lo tanto el control reajusta el Droop limitando el tope de carga máxima como el 50% [2].

1.6. CONTROL ISÓCRONO

Un gobernador en modo Isócrono intentará mantener la velocidad de giro de la máquina a una referencia previamente definida ante las variaciones de carga a las que esta sea sometida ajustando automáticamente la referencia de potencia dentro de los rangos operativos, como se puede ver en la Figura No. 14, es decir, en modo Isócrono el operador no tiene control sobre la referencia de potencia de la máquina [2].

Figura 14. Curva del modo de operación Isócrono



Fuente: [2]

1.7. RELACIÓN ENTRE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD Y EL CONTROL DROOP/ISÓCRONO

En los sistemas de generación impulsados por turbinas o motores, generalmente se utilizan generadores síncronos, en los cuales la frecuencia eléctrica está directamente relacionada con la velocidad de giro de su eje y el número de polos con los que cuenta el generador, y también a la cantidad de potencia activa en MW que puede entregar la unidad [2][7].

Si un generador se encuentra interconectado a una red eléctrica lo suficientemente grande como para que no pueda influir significativamente en la frecuencia del sistema, se considera que el generador que está conectado a un barraje infinito. Un ejemplo de Barraje infinito corresponde al Sistema Interconectado Nacional [2].

Cuando un generador se conecta a un barraje infinito (Utility Breaker) deberá operar en Modo Droop, y la referencia de velocidad a plena carga de la turbina se deberá ajustar para que sea aquella en la cual el generador opera a la frecuencia

del sistema (60 Hz), de esta manera el conjunto generador-turbina “seguirá” la frecuencia de la red y generará potencia activa en su intento por forzar un cambio en la frecuencia de la red. Nunca se debe operar un generador en modo isócrono cuando se encuentra interconectado a un barraje infinito, ya que esto podría ocasionar una motorización del generador cuando se presente una sobre-frecuencia en el sistema [2].

Por el contrario, en sistemas aislados, en los que no hay interconexión con un barraje infinito, es decir, una referencia de frecuencia, y la energía generada es igual a la energía consumida, se debe operar en modo Isócrono, de no hacerlo se podrían producir oscilaciones de frecuencia que dependerán de la pendiente de Droop o estatismo que se haya definido para la turbina (3 a 5%). Sin embargo, cuando el sistema aislado esté conformado por más de un turbo-generador, solo una de las unidades deberá operar en modo Isócrono (La unidad de mayor capacidad) para que defina la referencia de frecuencia, las otras unidades deberán operar en Modo Droop para que sigan la frecuencia de la unidad principal [2] [7].

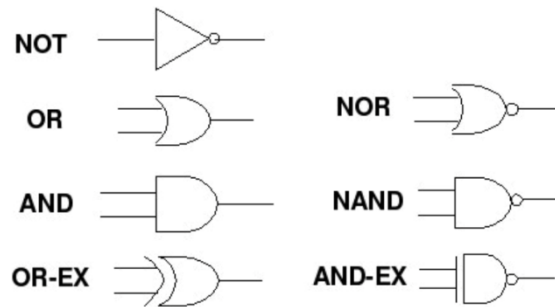
1.8. ALGEBRA BOOLEANA

Creada en 1815 por George Boole, se puede definir como una “herramienta matemática” usada en operaciones lógicas cuyas variables pueden tomar valor de cero (0) o uno (1) y sus operadores básicos son OR (+), AND (.), NOT (‘), en donde de igual manera como en la matemática convencional se aplican leyes como la conmutativa, distributiva y asociativa entre otras [3].

1.9. COMPUERTAS LÓGICAS

Son dispositivos electrónicos contruidos a base de silicio capaces de representar por medio de un hardware operaciones del algebra booleana. Las compuertas lógicas son unidades fundamentales en la construcción de circuitos lógicos, usados comúnmente en la electrónica digital. Estas unidades pueden contar con una o más entradas [3].

Figura 15. Compuertas Lógicas

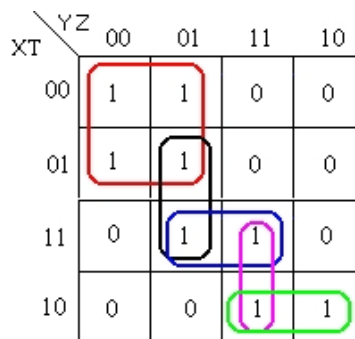


Fuente: [3]

1.10. MAPAS DE KARNAUGH

Son mapas usados con el fin de reducir cálculos extensos cuando es necesario simplificar expresiones booleanas, en este método se parte de una tabla de verdad de tamaño N variables con 2^N número de filas, la cual para efectos del método es representada de forma bidimensional, en un cuadrado el cual internamente se encuentran agrupados 2^N cuadrados, donde N es el número de variables de la tabla de verdad, el resultado de la tabla de verdad se ingresa en el mapa donde se llaman mini-términos, para luego proceder a la reducción de la expresión mediante la agrupación de unos que se encuentren en celdas adyacentes, esta agrupación se puede realizar de a dos, cuatro u ocho unos [3], [4]

Figura 16. Reducción por el Método de Karnaugh



Fuente [3]

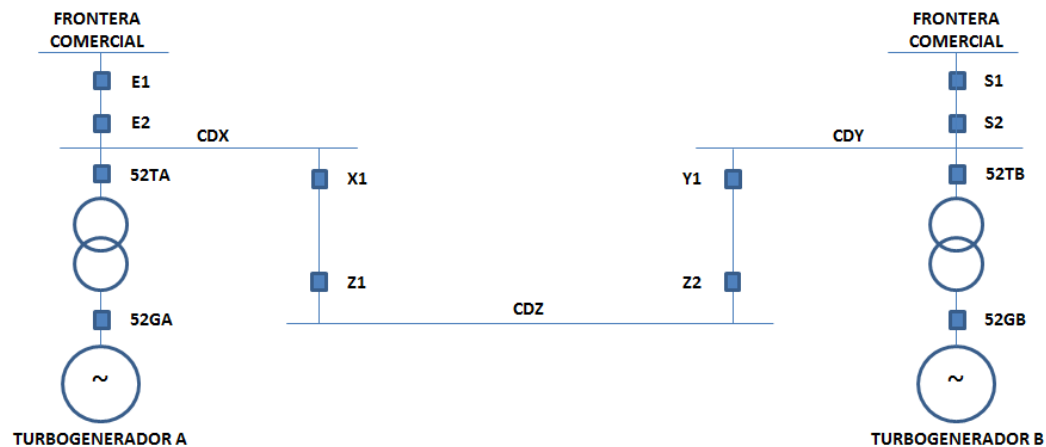
2. CAPITULO II

En este capítulo se presenta el análisis del sistema partiendo de los posibles casos bases que se podrían encontrar al modificar los estados de los interruptores presentes y la afectación en los generadores haciendo que los mismos modifiquen su funcionamiento cambiando de Droop a isochronous, además, se expondrán las características bases que debe tener equipos como los interruptores de patio con nivel de tensión de 115 kV, los turbogeneradores, transformadores.

2.1. DEFINICIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO A ANALIZAR

Para iniciar el análisis de una lógica de operación se debe partir de un sistema eléctrico base, el cual se definirá según el siguiente diagrama unifilar:

Figura 17. Sistema Eléctrico Base



2.1.1. Conjunto turbogenerador. Se incluyen dos turbogeneradores, definidos con los nombres de turbogenerador A y turbogenerador B, cada uno de igual capacidad y con las siguientes características técnicas:

Tipo: Turbogenerador a gas

Marca: SIEMENS

Referencia: SGT400

Capacidad: 12,9 MW

Generador: AC, Trifásico, 4 Polos, 60 HZ, 0,8 PF, Tipo polos salientes sin escobillas, refrigerado por aire

2.1.2. Transformación. Se incluyen dos transformadores elevadores 115 kV / 34,5 kV / 13,8 kV trifásicos con capacidad nominal de hasta 20 MVA ONAN/ONAF conexión D/YN/YN, uno para cada centro de generación. No se mencionan transformadores de distribución 115 kV/34,5 kV por no ser de relevancia para el presente estudio.

2.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS CENTROS DE DISTRIBUCIÓN

CDX: Demanda máxima 5 MW con factor de potencia 0,85 Inductivo, no incluye esquemas automáticos de deslastes de cargas, tensión de operación 115 kV Subtransmisión y 34,5 kV Distribución. Línea 115 kV CDX-CDZ circuito sencillo con longitud de 20 Km.

CDY: Demanda máxima 5MW con factor de potencia 0.85 Inductivo, no incluye esquemas de deslastre automático de cargas, tensión de operación 115 kV Subtransmisión y 34,5 kV Distribución. Línea 115 kV CDY-CDZ circuito simple con longitud de 15 Km.

CDZ: Demanda máxima 5 MW con factor de potencia 0.85 Inductivo, no incluye esquemas de deslastre automático de cargas. Tensión de operación 115 kV Subtransmisión y 34,5 kV Distribución.

2.3. CARACTERÍSTICAS DE LAS FRONTERAS COMERCIALES

- **Frontera comercial E:** Capacidad máxima de compra de energía 12 MW con factor de potencia de hasta 0.85 Inductivo, tensión de operación 115 kV.
- **Frontera comercial S:** Capacidad máxima de compra de energía 7 MW con factor de potencia de hasta 0.85 Inductivo, tensión de conexión 115 kV.
- **Interruptores:** A nivel de subtransmisión se utilizan juegos de interruptores monopolares con tensión nominal de operación de 115 kV, frecuencia 60 Hz,

con cámara de extinción de arco en gas SF6, e incluyen bloque de contactos auxiliares para control.

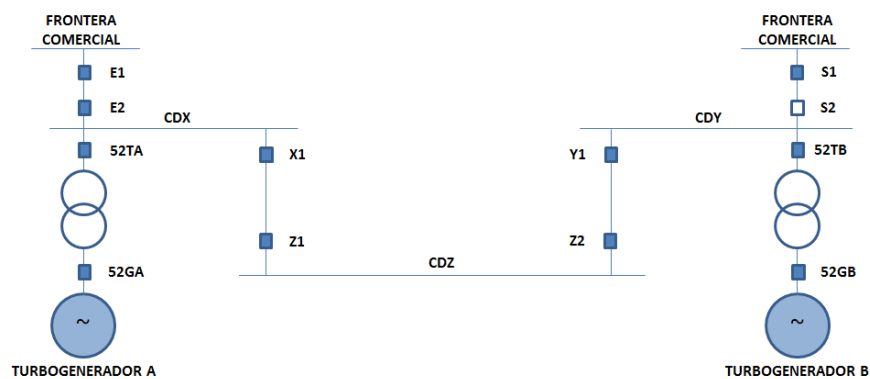
A nivel de generación se utilizan como dispositivo de corte celdas extraíbles tripolares con tensión nominal de operación 13,8 kV, e incluye bloque de contactos auxiliares para control.

2.4. ANÁLISIS DE CASOS PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO DEFINIDO

2.4.1. Condiciones iniciales. Para comenzar se define un esquema de operación que corresponderá al modo de operación normal, este será nombrado como modo de operación base y será un esquema radial en el cual se considera que el sistema opera de forma estable.

Un interruptor se considerará en posición cerrado cuando en el unifilar se muestre de un color sólido, y se considerará en posición abierto cuando en el unifilar se muestre sin relleno, se utilizará la misma convención de interruptor cerrado para un generador en servicio y la de interruptor abierto para un generador fuera de servicio. El estado cerrado se asume con el estado lógico 1 y el estado abierto con el valor lógico 0.

Figura 18. Modo de Operación Base



Los interruptores E1 y S1 se asumen que son interruptores bajo el control de operador de red local, sin embargo se asume que se puede tener visualización de los mismos a través de contactos secos disponibles en dichos interruptores y a los cuales puede tener acceso la empresa autogeneradora.

El estado de cada interruptor dentro de la red de transmisión del autogeneración puede ser conocido mediante contactos auxiliares (contactos secos) disponibles en la mayoría de interruptores de potencia, estos pueden ser normalmente abiertos o normalmente cerrados, y cambian de estado según la posición del interruptor.

Para el modo de operación base se asume una interconexión con una frontera comercial (Interruptores E1 y E2) utilizada como respaldo y referencia de frecuencia con una demanda potencia activa y reactiva igual a cero, es decir, que la demanda es igual a la generación.

2.4.2. Definición de variables. Como se puede observar en el modo de operación base cada generador, línea y frontera cuenta con dos interruptores, los cuales pueden ser agrupados bajo una misma variable utilizando el operador lógico AND, debido a que la apertura de uno u otro interruptor de cada elemento indica la apertura total del elemento.

Las variables quedarían definidas de la siguiente manera:

Tabla 1. Simplificación de variables (Interruptores equivalentes)

GENERADOR A VARIABLE GA			FRONTERA COMERCIAL S VARIABLE S			LINEA CDX-CDZ VARIABLE XZ		
52GA	52TA	52GA&52TA	S1	S2	S1&S2	X1	Z1	X1&Z1
0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	1	0	0	1	0	0	1	0
1	0	0	1	0	0	1	0	0
1	1	1	1	1	1	1	1	1

GENERADOR B VARIABLE GB			FRONTERA COMERCIAL E VARIABLE E			LINEA CDY-CDZ VARIABLE YZ		
52GB	52TB	52GB&52TB	E1	E2	E1&E2	Y1	Z2	Y1&Z2
0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	1	0	0	1	0	0	1	0
1	0	0	1	0	0	1	0	0
1	1	1	1	1	1	1	1	1

2.4.3. Definición de casos probables. Para iniciar el análisis de casos probables se debe formular la tabla lógica con la totalidad de las probabilidades, teniendo en cuenta que el sistema analizado fue resumido a seis variables de entrada, lo cual implica sesenta y cuatro posibles casos. Con el fin de disminuir el número de variables a cinco (Reducción a 32 casos probables), se definirá una sola unidad de generación como unidad principal (Unidad A) y la otra unidad se definirá como secundaria, la cual entrará a respaldar en caso de fallo de la principal, como se indica en la figura:

Figura 19. Modo de Operación Base Simplificado



Para cada uno de los casos probables se deben definir dos salidas, una para indicar al control de turbina el cambio a operación en modo Isochronous (ISO) y otra para indicarle el modo de operación Droop (DROOP). Aunque las variables de salida ISO/DROOP son opuestas y mutuamente excluyentes (No es posible que el control de una turbina opere en ISO y DROOP de manera simultánea), no es recomendable usar una variable como el inverso de la otra. El control requiere de ambas variables como confirmación para evitar cambios en el modo de operación ante fallos en los contactos, evitando cambio de estado cuando ambas variables presentan el mismo valor lógico.

Para garantizar que las ecuaciones lógicas para el estado ISO y el estado DROOP tengan orígenes lógicos diferentes, lo más apropiado es utilizar una lógica de estado cerrado del interruptor para una ecuación y una lógica de estado abierto del interruptor para la otra ecuación.

Según el estándar ANSI/IEEE C37.2 se enumeran dos tipos de contactos auxiliares que indican posición de un interruptor de potencia en AC:

- 52a Posición de interruptor AC (Contacto cerrado cuando el interruptor está cerrado o contacto normalmente abierto)
- 52b Posición de interruptor AC (Contacto abierto cuando el interruptor está cerrado o normalmente cerrado)

Para el presente análisis se asociará la lógica de estado cerrado (Contacto 52a) para la ecuación DROOP y la lógica de estado abierto (Contacto 52b) se utilizará para la ecuación ISO.

A continuación se muestra la tabla No. 2 con los 32 casos probables, entradas y las ecuaciones lógicas de salida ISO/DROOP para cada generador, las columnas correspondientes a estas últimas se llenarán con los valores lógicos requeridos para cada caso, y se explicarán posteriormente:

Tabla 2. Tabla lógica con los 32 casos probables

Caso	Variables de entrada					Salidas para Gen A		Salidas para Gen B	
	GA	E	S	XZ	YZ	ISO_GA	DROOP_GA	ISO_GB	DROOP_GB
0	0	0	0	0	0	1	0	1	0
1	0	0	0	0	1	1	0	1	0
2	0	0	0	1	0	1	0	1	0
3	0	0	0	1	1	1	0	1	0
4	0	0	1	0	0	1	0	0	1
5	0	0	1	0	1	1	0	0	1
6	0	0	1	1	0	1	0	0	1
7	0	0	1	1	1	1	0	0	1
8	0	1	0	0	0	1	0	1	0
9	0	1	0	0	1	1	0	1	0
10	0	1	0	1	0	1	0	1	0
11	0	1	0	1	1	1	0	0	1
12	0	1	1	0	0	1	0	0	1
13	0	1	1	0	1	1	0	0	1
14	0	1	1	1	0	1	0	0	1
15	0	1	1	1	1	1	0	0	1
16	1	0	0	0	0	1	0	1	0
17	1	0	0	0	1	1	0	1	0
18	1	0	0	1	0	1	0	1	0
19	1	0	0	1	1	1	0	0	1
20	1	0	1	0	0	1	0	0	1
21	1	0	1	0	1	1	0	0	1
22	1	0	1	1	0	1	0	0	1
23	1	0	1	1	1	0	1	0	1
24	1	1	0	0	0	0	1	1	0
25	1	1	0	0	1	0	1	1	0
26	1	1	0	1	0	0	1	1	0
27	1	1	0	1	1	0	1	0	1
28	1	1	1	0	0	0	1	0	1
29	1	1	1	0	1	0	1	0	1
30	1	1	1	1	0	0	1	0	1
31	1	1	1	1	1	0	1	0	1

2.4.3.1. Caso 0. Para el caso 0 se considera que todos los interruptores equivalentes E, GA, XZ, YZ y S están abiertos (uno o más interruptores de línea o elemento están abiertos), en adelante el interruptor equivalente GB se considerará cerrado permanentemente y no formará parte de la lógica, con el fin de reducir variables y porque su inclusión no mejora significativamente el desempeño de la lógica.

Para este caso ambos turbogeneradores deben operar en modo ISO debido a que alimentan barrajes aislados y sin conexión a barrajes de referencia.

Figura 20. Modo de operación Caso 0



2.4.3.2. Caso 1. En este caso el interruptor equivalente YZ está cerrado al igual que en el caso 0, ambos turbogeneradores operan de manera aislada con sus cargas y sin conexión a un barraje de referencia, por lo que ambos deben operar en modo ISO.

Figura 21. Modo de operación Caso 1



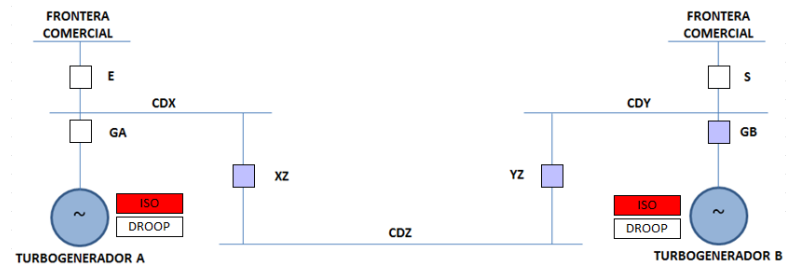
2.4.3.3. Caso 2. Es muy similar al caso 1, con la diferencia de que solo está cerrado el interruptor equivalente XZ, ambos turbogeneradores deben operar en modo ISO.

Figura 22. Modo de operación Caso 2



2.4.3.4. Caso 3. En este caso solo están cerrados los interruptores equivalentes XZ y YZ, aún en esta condición los turbogeneradores continúan alimentando cargas aisladas y sin barraje de referencia, por lo que deben operar en modo ISO.

Figura 23. Modo de operación Caso 3



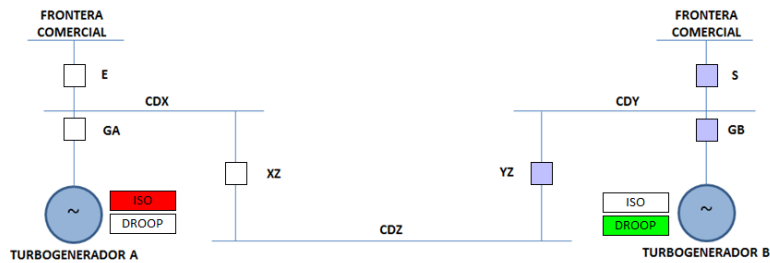
2.4.3.5. Caso 4. En este caso está cerrado el interruptor equivalente S, por lo tanto el turbogenerador B debe operar en modo DROOP, el turbogenerador A continua operando de manera aislada por lo que debe operar en modo ISO.

Figura 24. Modo de operación Caso 4



2.4.3.6. Caso 5. En este caso están cerrados los interruptores equivalentes S y YZ, persiste la misma condición operativa del caso 4 en lo que respecta a los turbogeneradores, por lo tanto el turbogenerador A debe operar en modo ISO y el B debe operar en modo DROOP.

Figura 25. Modo de operación Caso 5



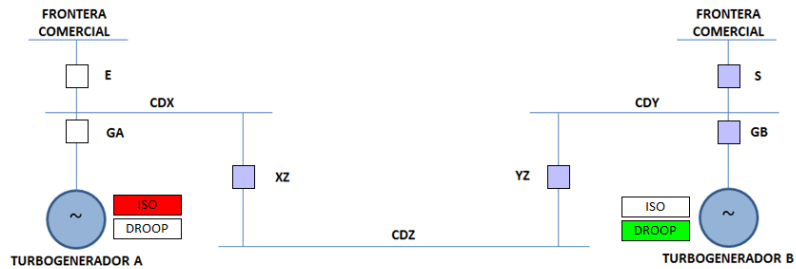
2.4.3.7. Caso 6. En este caso están cerrados los interruptores equivalentes S y XZ, por lo que los turbogeneradores A y B deben operar en modo ISO y en modo DROOP respectivamente.

Figura 26. Modo de operación Caso 6



2.4.3.8. Caso 7. En este caso están cerrados los interruptores equivalentes XZ, YZ y S, los turbogeneradores A y B deben operar en modo ISO y DROOP respectivamente.

Figura 27. Modo de operación Caso 7



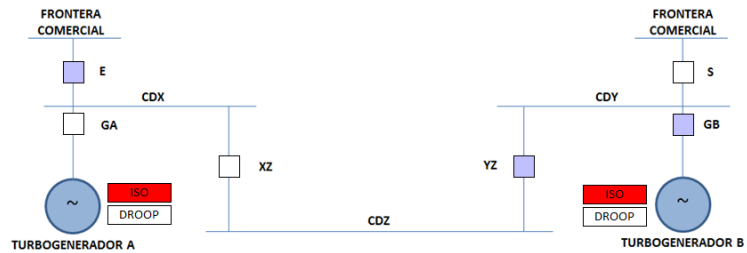
2.4.3.9. Caso 8. En este caso solo está cerrado el interruptor equivalente de frontera E, nuevamente los turbogeneradores A y B operan aislados con las cargas y sin conexión a barraje de referencia, por lo que ambos deben operar en MODO ISO.

Figura 28. Modo de operación Caso 8



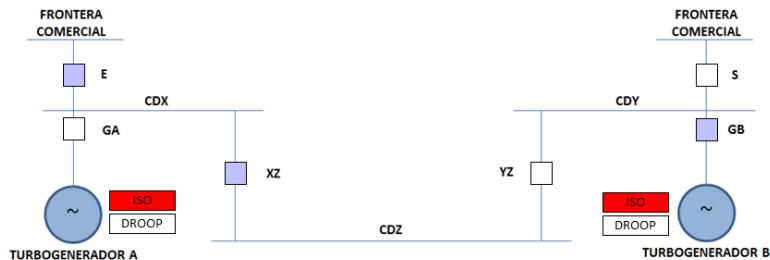
2.4.3.10. Caso 9. En este caso está cerrado el interruptor equivalente de frontera E y YZ, turbogeneradores A y B operando de forma aislada con las cargas, por lo que ambos deben operar en modo ISO.

Figura 29. Modo de operación Caso 9



2.4.3.11. Caso 10. En este caso los interruptores equivalentes E y XZ están cerrados, nuevamente los turbogeneradores A y B están operando de forma aislada y sin referencia, por lo que ambos deben operar en modo ISO.

Figura 30. Modo de operación Caso 10



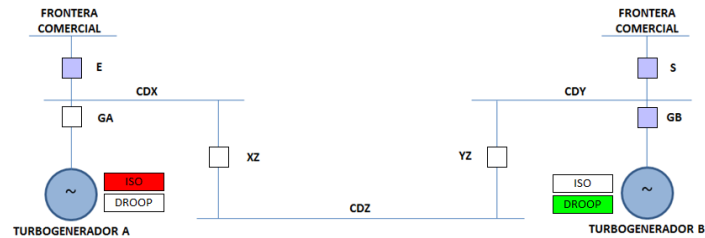
2.4.3.12. Caso 11. Para el caso 11 los interruptores equivalentes E, XZ y YZ están cerrados, en esta condición el turbogenerador B alimenta CDX, CDZ, CDY y se conecta a la frontera comercial E, por lo que opera en modo DROOP, Turbogenerador A opera aislado en modo ISO.

Figura 31. Modo de operación Caso 11



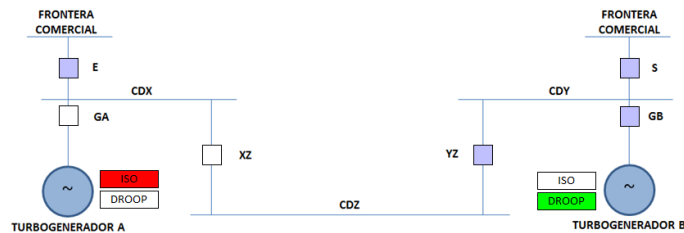
2.4.3.13. Caso 12. En este caso los interruptores equivalentes de las dos fronteras están cerrados, bajo esta condición el turbogenerador B debe operar en modo DROOP, mientras el turbogenerador A lo hace en modo ISO.

Figura 32. Modo de operación Caso 12



2.4.3.14. Caso 13. En este caso están cerrados interruptores equivalentes E, S y YZ, turbogenerador B debe operan en modo DROOP, y turbogenerador A en modo ISO.

Figura 33. Modo de operación Caso 13



2.4.3.15. Caso 14. Para este caso se presenta operación aislada del turbogenerador A por lo que debe operar en modo ISO, y el turbogenerador B opera en conexión con la frontera S por lo que debe operar en modo DROOP.

Figura 34. Modo de operación Caso 14



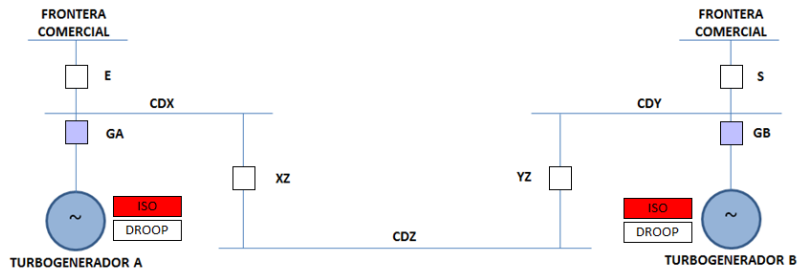
2.4.3.16. Caso 15. Para este caso se presenta una operación con las dos fronteras comerciales cerradas en paralelo con el turbogenerador B, por lo que este debe operar en modo DROOP y el Turbogenerador A opera de forma aislada por lo que debe operar en modo ISO.

Figura 35. Modo de operación Caso 15



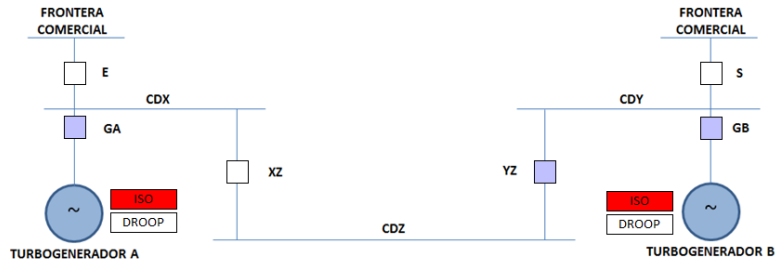
2.4.3.17. Caso 16. Para este caso los turbogeneradores A y B operan en modo aislado con los barrajes CDX y CDY, respectivamente por lo que ambos deben operar en modo ISO.

Figura 36. Modo de operación Caso 16



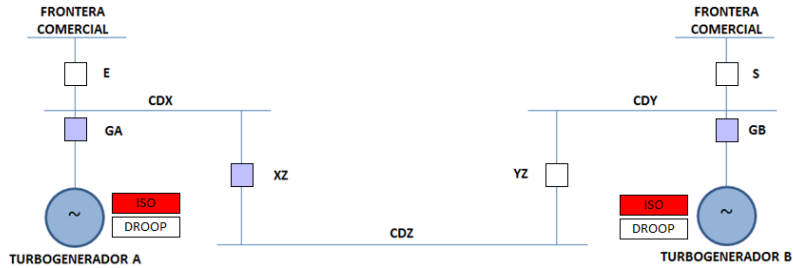
2.4.3.18. Caso 17. Para este caso turbogenerador A opera en modo aislado con el barraje CDX y el turbogenerador B opera en modo aislado con los barrajes CDY y CDZ, por lo que ambos operan en modo ISO.

Figura 37. Modo de operación Caso 17



2.4.3.19. Caso 18. Para este caso el Turbogenerador A opera en modo aislado con los barrajes CDX y CDZ, el turbogenerador B opera en modo aislado con el barraje CDY, por lo que ambos deben operar en modo ISO.

Figura 38. Modo de operación Caso 18



2.4.3.20. Caso 19. Este caso corresponde a una operación conjunta aislada de los turbogeneradores A y B con los barrajes CDX, CDY, CDZ, por lo que el Turbogenerador A, que es el principal, debe operar en modo ISO para definir la referencia de frecuencia y el turbogenerador B en modo DROOP.

Figura 39. Modo de operación Caso 19



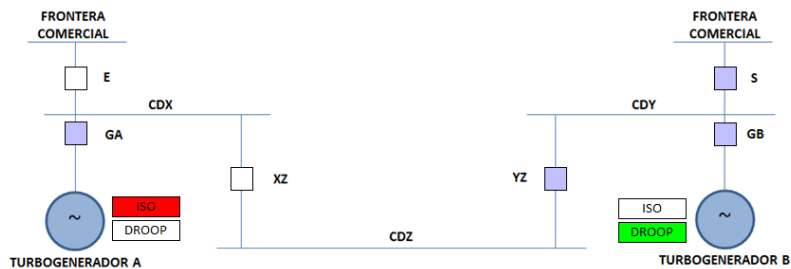
2.4.3.21. Caso 20. En este caso están cerrados los interruptores equivalentes GA y S, opera de manera aislada el turbogenerador A por lo que debe funcionar en modo ISO, el turbogenerador B en paralelo con la frontera comercial S por lo que debe operar en modo DROOP.

Figura 40. Modo de operación Caso 20



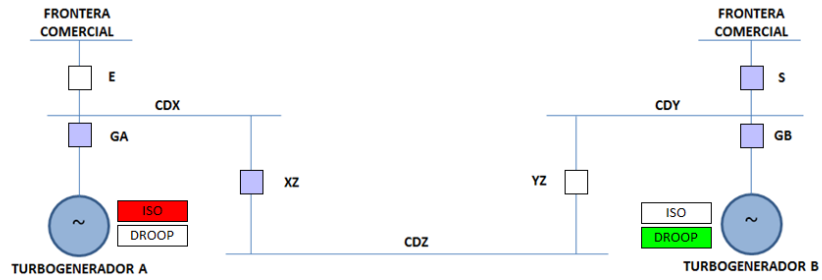
2.4.3.22. Caso 21. En este caso turbogenerador B opera en paralelo con la frontera comercial S y alimentando los barrajes de CDY y CDZ, por lo que debe operar en modo DROOP, turbogenerador A opera aislado alimentando el barraje CDX por lo cual debe funcionar en modo ISO.

Figura 41. Modo de operación Caso 21



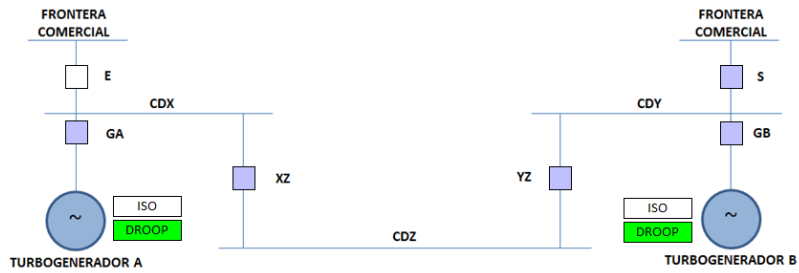
2.4.3.23. Caso 22. En este caso Turbogenerador A opera aislado alimentando los barrajes CDX y CDZ, por lo que debe funcionar en modo ISO, turbogenerador B opera en paralelo con la frontera comercial S y alimentando el barraje CDY, por lo cual funciona en modo DROOP.

Figura 42. Modo de operación Caso 22



2.4.3.24. Caso 23. En este caso ambos generadores alimentan todos los barrajes formando un barraje común y hay conexión en paralelo con la frontera comercial S, por lo que ambos deben operar en modo DROOP.

Figura 43. Modo de operación Caso 23



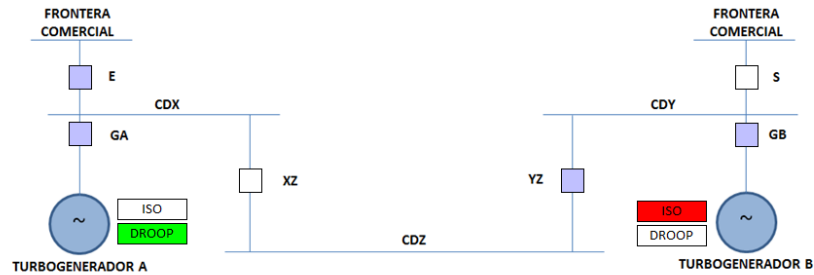
2.4.3.25. Caso 24. En este condición, el turbogenerador A opera en paralelo con la frontera comercial E y alimenta el barraje CDX, por lo que debe operar en modo DROOP, el turbogenerador A opera aislado con el barraje CDY, por lo que debe funcionar en modo ISO.

Figura 44. Modo de operación Caso 24



2.4.3.26. Caso 25. En este caso, el turbogenerador A opera en paralelo con la frontera comercial E y alimenta el barraje CDX, por lo que debe operar en modo DROOP, el turbogenerador B opera en modo aislado con los barrajes CDY y CDZ, por lo cual, opera en modo ISO.

Figura 45. Modo de operación Caso 25



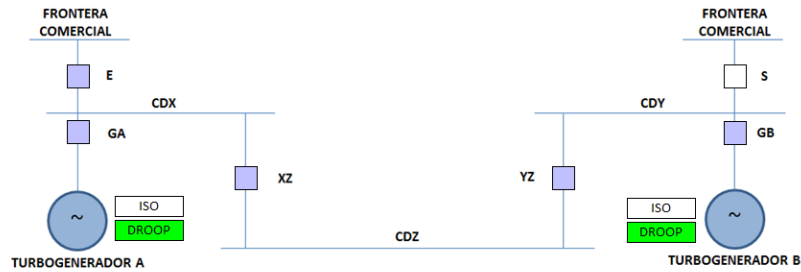
2.4.3.27. Caso 26. En este caso el turbogenerador A opera en paralelo con la frontera comercial E y alimentando los barrajes CDX y CDZ, por lo que debe operar en modo DROOP, el turbogenerador B opera de modo aislado con el barraje CDY, por lo que debe operar en modo ISO.

Figura 46. Modo de operación Caso 26



2.4.3.28. Caso 27. Este caso corresponde al modo base o modo de operación normal según lo especificado en las condiciones iniciales, ambos turbogeneradores forman un barraje común con los barrajes de CDX, CDY y CDZ y en paralelo con la frontera comercial E.

Figura 47. Modo de operación Caso 27



2.4.3.29. Caso 28. En este caso los turbogeneradores A y B operan en paralelo con sus respectivas fronteras más cercanas y alimentando los barrajes CDX y CDY respectivamente, por lo que ambos deben operar en modo DROOP.

Figura 48. Modo de operación Caso 28



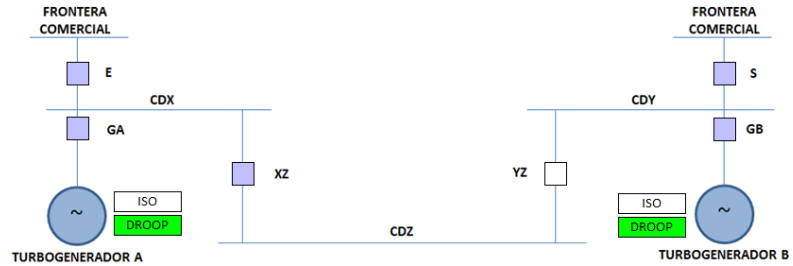
2.4.3.30. Caso 29. En este caso el turbogenerador A opera en paralelo con la frontera comercial E y con el barraje CDX, el turbogenerador B opera en paralelo con la frontera comercial S y los barrajes CDY y CDZ, en esta condición ambos deben operar en modo DROOP.

Figura 49. Modo de operación Caso 29



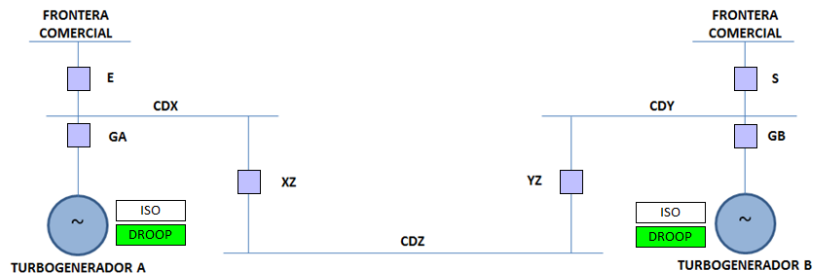
2.4.3.31. Caso 30. En este caso el turbogenerador A opera en paralelo con la frontera comercial E y con los barrajes CDX y CDZ, el turbogenerador B opera en paralelo con la frontera comercial S y el barraje CDY, en esta condición ambos deben operar en modo DROOP.

Figura 50. Modo de operación Caso 30



2.4.3.32. Caso 31. Esta última condición ocurre cuando todos los interruptores están cerrados por lo que ambos turbogeneradores deben operar en modo DROOP.

Figura 51. Modo de operación Caso 31



3. CAPITULO III

DESARROLLO DE LA LÓGICA DE OPERACIÓN

Este capítulo abarca el desarrollo de la lógica establecida, para activar los modos de operación ISO y DROOP de los turbogeneradores, el cuándo y cómo entran a operar dependiendo de los estados de interruptores asociados y que afectarían el sistema.

Previamente, en la tabla No.2, se explicaron cuatro variables lógicas para controlar la operación en ISO o DROOP de ambos turbogeneradores, las variables de salida fueron nombradas de la siguiente manera:

- ISO_GA para activar la operación en ISO del turbogenerador A
- DROOP_GA para activar la operación DROOP del turbogenerador A
- ISO_GB para activar la operación en ISO del turbogenerador B
- DROOP_GB para activar la operación en DROOP del turbogenerador B

Los siguientes cuadros muestran los mapas de Karnaugh utilizados para la minimización de cada una de las variables de salida, en el mismo orden anterior, aplicando el criterio de las sumas de productos. Debido a que se manejan cinco variables de entrada, es necesario utilizar dos mapas de Karnaugh por variable, cada uno de cuatro variables, y tomando la variable GA como alternante entre los dos mapas.

Tabla 3. Grupos Seleccionados para cada Variable en su Respectivo Mapa de Karnaugh.

ISO_GA		GA=0			
XZ-YZ	E-S	00	01	11	10
	00	1	1	1	1
01	1	1	1	1	1
11	1	1	1	1	1
10	1	1	1	1	1

DROOP_GA		GA=0			
XZ-YZ	E-S	00	01	11	10
	00	0	0	0	0
01	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0

ISO_GB		GA=0			
XZ-YZ	E-S	00	01	11	10
	00	1	0	0	0
01	1	0	0	0	1
11	1	0	0	0	0
10	1	0	0	0	1

DROOP_GB		GA=0			
XZ-YZ	E-S	00	01	11	10
	00	0	1	1	0
01	0	1	1	0	0
11	0	1	1	1	0
10	0	1	1	0	0

ISO_GA		GA=1			
XZ-YZ	E-S	00	01	11	10
	00	1	1	0	0
01	1	1	0	0	0
11	1	0	0	0	0
10	1	1	0	0	0

DROOP_GA		GA=1			
XZ-YZ	E-S	00	01	11	10
	00	0	0	1	1
01	0	0	1	1	0
11	0	1	1	1	0
10	0	0	1	1	0

ISO_GB		GA=1			
XZ-YZ	E-S	00	01	11	10
	00	1	0	0	0
01	1	0	0	0	1
11	0	0	0	0	0
10	1	0	0	0	1

DROOP_GB		GA=1			
XZ-YZ	E-S	00	01	11	10
	00	0	1	1	0
01	0	1	1	0	0
11	1	1	1	1	0
10	0	1	1	0	0

A partir de los grupos de unos seleccionados para cada variable en su respectivo mapa de Karnaugh en la tabla No.3, es posible obtener una ecuación lógica simplificada para cada variable de salida, en donde los valores subrayados corresponden a la forma negada de la variable, como se muestra a continuación:

$$\text{ISO_GA} = \underline{\text{GA}} + \underline{\text{E}} \cdot \underline{\text{S}} + \underline{\text{E}} \cdot \underline{\text{XZ}} + \underline{\text{E}} \cdot \underline{\text{YZ}}$$

Ecuación No. 2 Ecuación lógica minimizada para el estado ISO del turbogenerador A.

$$\text{DROOP_GA} = \text{GA} \cdot \text{E} + \text{GA} \cdot \text{XZ} \cdot \text{YZ} \cdot \text{S}$$

Ecuación No. 3 Ecuación lógica minimizada para el estado DROOP del turbogenerador A.

$$\text{ISO_GB} = \underline{\text{GA}} \cdot \underline{\text{E}} \cdot \underline{\text{S}} + \underline{\text{XZ}} \cdot \underline{\text{S}} + \underline{\text{YZ}} \cdot \underline{\text{S}}$$

Ecuación No. 4 Ecuación lógica minimizada para el estado ISO del turbogenerador B.

$$\text{DROOP_GB} = \text{S} + \text{E} \cdot \text{XZ} \cdot \text{YZ} + \text{GA} \cdot \text{XZ} \cdot \text{YZ}$$

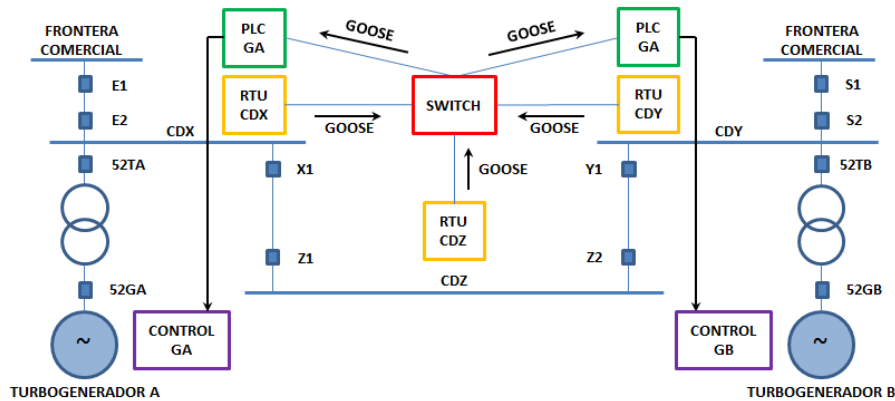
Ecuación No. 5 Ecuación lógica minimizada para el estado DROOP del turbogenerador B.

3.1. EXPLICACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA LÓGICA EN EL SISTEMA ANALIZADO

Para la implementación de este sistema, asumiendo que los equipos de generación e interruptores están separados por grandes distancias, es necesario el uso de equipos de adquisición y transmisión remota de datos conocidos como RTU (*Remote Terminal Unit*), así como un equipo central para efectuar el control en cada subestación de generación, que bien podría ser un PLC (*Programmable Logic Controller*).

Adicionalmente se requiere un esquema de comunicación centralizado por un switch de comunicación, preferiblemente por fibra óptica para evitar retrasos en la transmisión de la información, para comunicar la RTU ubicada en cada subestación y dos controladores lógicos programables PLC, que estarán ubicados preferiblemente cerca a cada turbogenerador. Como se muestra en el siguiente esquema.

Figura 52. Esquema General de Comunicación y Control del Sistema Eléctrico



El PLC y la RTU deben contar con soporte para el estándar IEC61850/GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Events*), el cual permite transmitir información simultánea de estados digitales o analógicos en cada subestación hacia otras subestaciones o hacia el PLC, a través de una red de comunicación por fibra de forma rápida y segura.

Por último, es necesario efectuar un cableado físico desde los contactos auxiliares de cada interruptor de subestación, hacia las RTU de cada subestación. Para entender mejor el concepto, se explicará de forma gráfica con los siguientes esquemas:

Figura 53. Esquema de Conexión RTU para Visualización de Estados de los Interruptores en CDZ

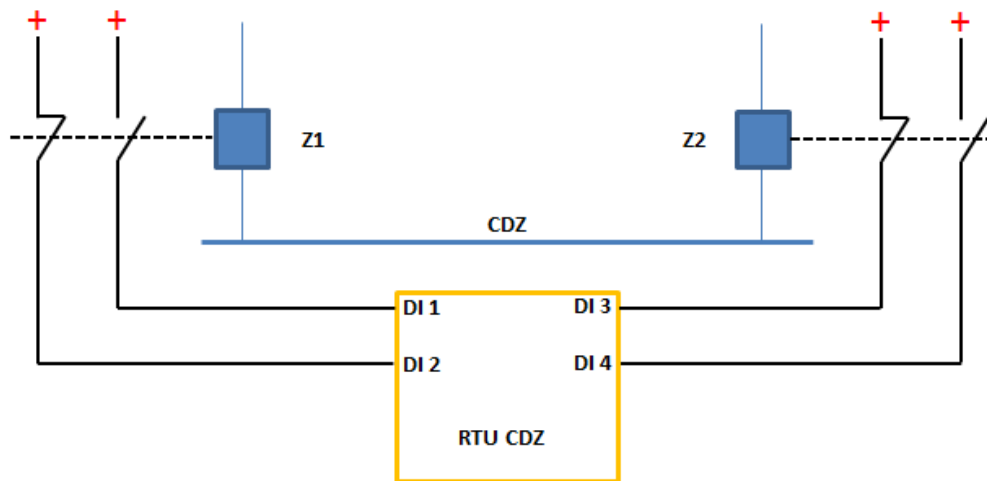


Figura 54. Esquema de Conexión para Visualización de Estados de los Interruptores en CDY

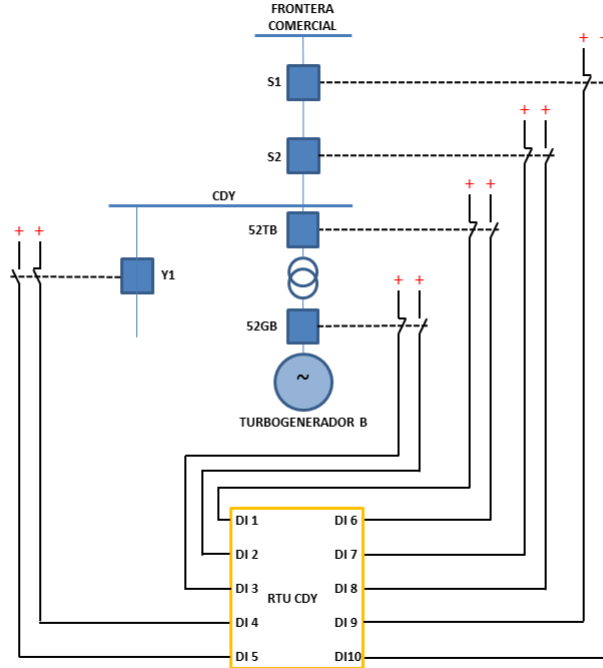
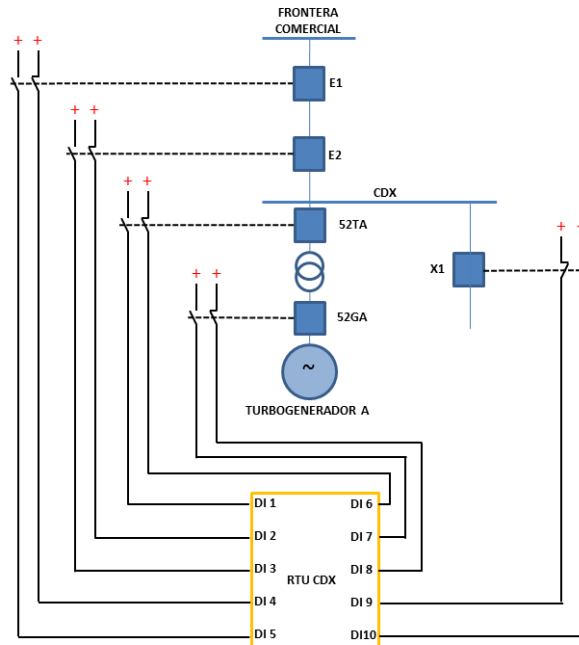


Figura 55. Esquema de Conexión RTU para Visualización de Estados de los Interruptores en CDX



En cuanto a la lógica que debe ser programada en las RTU y en el PLC, como convención se utilizará la simbología de compuertas lógicas utilizada en el diseño de sistemas digitales, la cual es de fácil interpretación y que puede ser reformulada en los lenguajes de programación manejados por la RTU y el PLC. Según se muestra en los siguientes esquemas:

Figura 56. Esquema de Lógica Requerida en las RTU y PLC para el Turbogenerador A

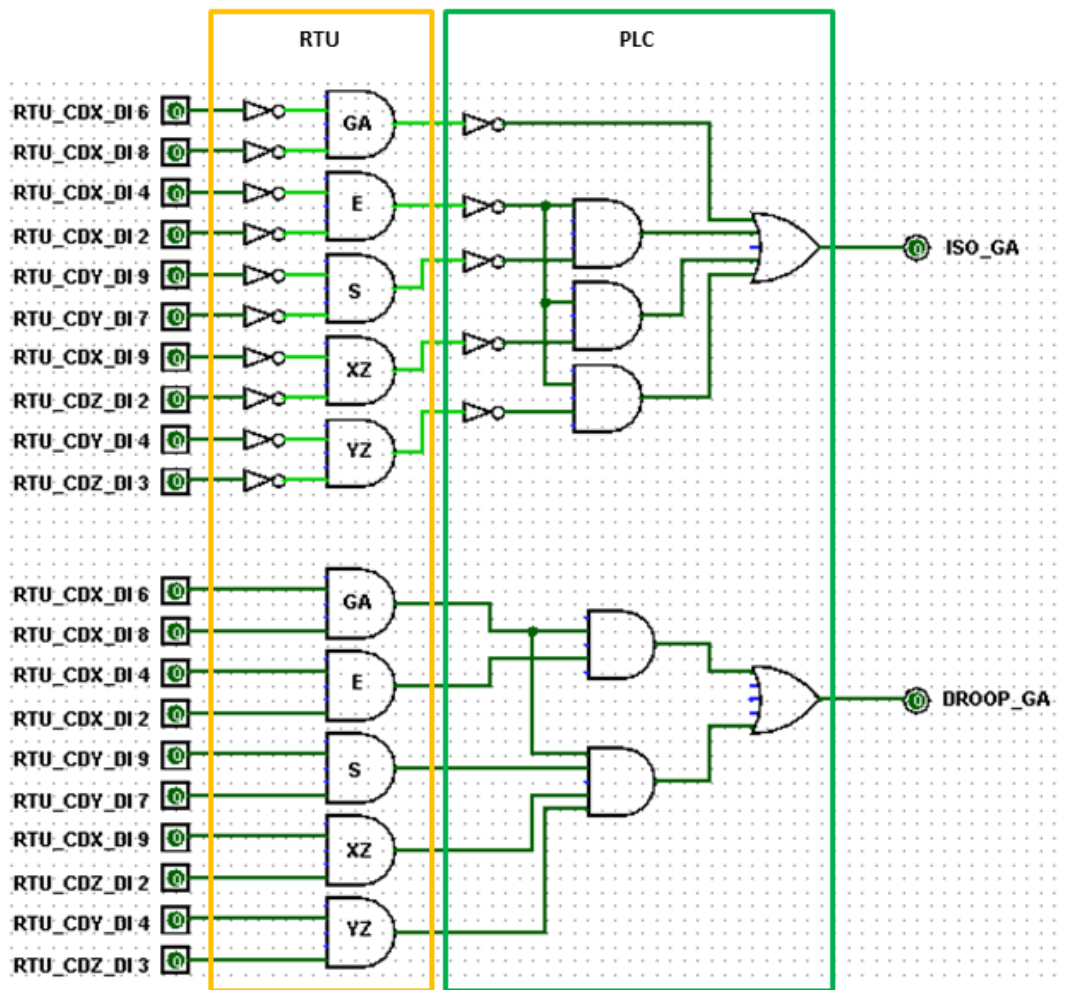
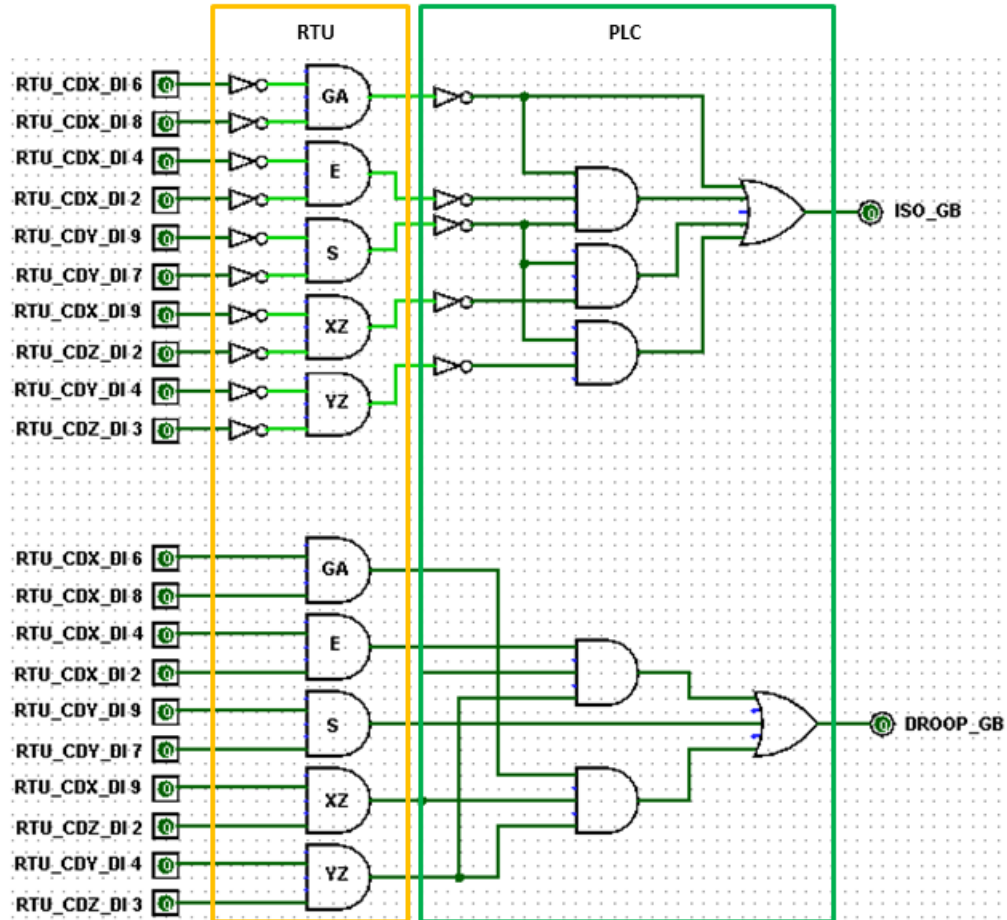


Figura 57. Esquema de Lógica Requerida en las RTU y el PLC para el Turbogenerador B



Finalmente las salidas digitales de cada PLC con las dos salidas lógicas ISO y DROOP, correspondiente a cada turbogenerador deberán ser cableadas en físico hacia las dos entradas digitales del sistema de control del turbogenerador, las cuales suelen estar marcadas en los planos eléctricos como “Utility Breaker” 52 Ua y 52 Ub, y que se deben asociar a los estados DROOP e ISO respectivamente.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Es importante controlar adecuadamente el cambio de modo de operación de los turbogeneradores en un sistema que se encuentra conectado al SIN, esto permite operar adecuadamente los equipos asociados al mismo.
- La lógica establecida para el control de cambios en los turbogeneradores parte de un sistema propuesto, pero este es aplicable a casi cualquier sistema, siempre y cuando se tengan claros los posibles casos que se pudieran presentar.
- La apertura y/o cierre no deseada de interruptores asociados al sistema de generación que se encuentran conectados al SIN puede provocar fallas en los equipos asociados en el mismo, debido a cambios abruptos en la frecuencia y/o salidas inesperadas de cargas.
- Debido a la lógica planteada se pudo establecer los parámetros necesarios que permiten establecer un mayor control y ayudan a que los turbogeneradores involucrados en el sistema de generación, realicen cambios en su modo de operación (DROOP e ISOCHRONOUS) de una manera óptima y controlada.
- Es primordial establecer un sistema de comunicaciones adecuado con el objetivo de evitar retrasos en la información en el instante que se efectúen cambios de estado de los interruptores que afecten al sistema, dichos equipos como RTU y PLC's deben contar con características y protocolos adecuados como el IEC-61850/GOOSE.

BIBLIOGRAFÍA

ÁLGEBRA DE BOOLE, Prof. Rodrigo Araya E., Universidad Técnica Federico Santa María Departamento de Informática, Valparaíso, 1er semestre 2006. [3]

CONCEPTOS BÁSICOS DE CONTROL DE FRECUENCIA, WWW.XM.COM.CO, XM-2012 [7]

ESPECIAL TURBINAS A GAS, HISTORIA Y EVOLUCIÓN DE LAS TURBINAS, Edición mensual Año I, septiembre 2011, Energiza. [1]

GAS TURBINE LOAD SHARING - ISOCRHONOUS /DROOP MODE, GE Energy Aero Energy Division, February 26, 2009. [5]

GOVERNING FUNDAMENTALS AND POWER MANAGEMENT, Manual 26260, Woodward 2004. [2]

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS, Norma Colombiana para la Documentación, Presentación de Tesis, Trabajos de Grado y otros Trabajos de Investigación, Sexta Actualización, Bogotá DC. ICONTEC, NTC 1486. [9]

MANUAL DE INSTALACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO TM2500+ GEN VI & VII, GENERAL ELECTRIC, PROYECTO ECOPETROL AMÉRICA INC, VERSIÓN 3, 5 DE AGOSTO 2013. [8]

MATEMÁTICA DISCRETA Y COMBINATORIA, Tercera Edición, Ralph P Grimaldi, 1997. [4]

PARALLELING DISSIMILAR GENERATOR: PART 3 – LOAD SHARING COMPATIBILITY, POWER TOPIC #9017 TECHNICAL INFORMATION FROM CUMMINS POWER GENERATION, GARY OLSON, 2010. [10]

TURBINE/GENERATOR GOVERNOR DROOP/ISOCHRONOUS FUNDAMENTALS – A GRAPHICAL APPROACH, IEEE, 2011. [11]

WOODWARD, PRODUCT MANUAL 26166B1 REV M, 11/2013. [6]