



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

“DISEÑO Y SIMULACIÓN DE LA REGULACIÓN DE  
VOLTAJE Y FRECUENCIA EN UNA MICROGRID  
PROPUESTA PARA CIUDAD CELESTE LA MARINA”

**INFORME DE MATERIA INTEGRADORA**

Previo a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN INGENIERIA EN ELECTRICIDAD**  
**ESPECIALIDAD POTENCIA**

CRISTHIAN XAVIER DIAZ SALAZAR

ALEX PAUL PERALTA MOLINA

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2016

## AGRADECIMIENTOS

Mis más profundos y sentidos agradecimientos a mi familia, quienes supieron impulsarme durante los años de estudio, mi madre quien estuvo siempre preocupada de mí y sé que está orgullosa en la persona en la cual me he convertido, mi padre quien me supo quitar ciertas dudas de la carrera y me ha aconsejado de tal forma me ha ayudado a enfrentar retos que se han presentado a lo largo de mi vida; a mi hermano mayor, aquel que me guio en la carrera y a mi hermana quien me muestra siempre sus gestos afectivos. También doy un grato agradecimiento a mis queridos amigos de toda la carrera, algunos de ellos desde el pre universitario y otros que fui ganando en mis últimos semestres. A todos. Para culminar agradezco a mis profesores, los cuales supieron depositar sus vastos conocimientos en mí.

Cristhian Xavier Díaz Salazar

Mis agradecimientos son primero para mi familia, quien estuvo ahí en los momentos más difíciles durante toda mi carrera. También agradezco a compañeros quienes estuvieron ahí dando apoyo en lo que mas se puede. Y agradecer también a los profesores quienes supieron guiar durante todo este camino que fue largo.

Alex Paul Peralta Molina

## DEDICATORIA

Al creador de todas las cosas, el que nos ha dado la fortaleza para continuar cuando a punto de caer hemos estado; por ello, con toda la humildad que mi corazón puede emanar, dedicamos primeramente el trabajo a Dios. De igual forma, dedicamos este trabajo a nuestros padres” Luisa y Guido” y “Manuel y Fanny”, que han sabido formarnos con buenos sentimientos, hábitos y valores, lo cual nos ha ayudado a salir adelante en los momentos más difíciles. A nuestras familias en general, porque nos han brindado su apoyo incondicional y por compartir buenos y malos momentos. Y a mis amigos de materia integradora, Danny Villacis, Carlos Zorrilla, Christian Parra y David Lii, que gracias a su apoyo y conocimiento hicieron de esta experiencia una de las que siempre recordaremos.

Cristhian Xavier Diaz Salazar

Alex Paul Peralta Molina

## TRIBUNAL DE EVALUACIÓN

**Phd. Sixifo Falcones Zambrano**

PROFESOR EVALUADOR

**Msc. Jimmy Cordova Villagómez**

PROFESOR EVALUADOR

## DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, nos corresponde exclusivamente; y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"

.....  
Cristhian Xavier Díaz Salazar

.....  
Alex Paul Peralta Molina

## RESUMEN

El presente documento presenta una propuesta a la Ciudadela Ciudad Celeste La Marina de instalar 2 grupos de generadores a diésel y capacitores desconectables en dicha red para mejorar niveles de voltaje y confiabilidad del sistema. Como primera parte se hace un reconocimiento a la red con personas encargadas de CNEL. En el reconocimiento se obtienen datos de la red eléctrica como impedancias de líneas, datos de transformadores, capacidad de equipos etc. Con esto y gracias a los conocimientos adquiridos por los cursos de Ingeniería Eléctrica en Potencia, se obtiene los modelos de los distintos elementos del sistema, para así poderlos ingresar al programa de Matlab-Simulink. Una vez hecho el sistema completo, se procede a correr un flujo de carga para verificar como se encuentran los voltajes en dicha red. Con ello se encontró que en el nodo 73 en la fase C se tenía la mayor caída de voltaje. Dado esto se diseña un controlador automático en Matlab-Simulink de entrada y salidas de capacitores, y es precisamente en ese nodo 73 donde se instalan los 5 pasos de capacitores desconectables. Por otro lado, y de acuerdo a los datos obtenidos por el flujo de carga, se decide que los 2 grupos de generadores a diésel se instalan a la entrada de la ciudadela, en caso de que exista una falla en la subestación principal, y para evitar que la ciudadela se quede sin servicio eléctrico. Al igual que los capacitores, se diseñó el controlador en Matlab Simulink para la entrada de los 2 grupos de generadores a la red. Al final del diseño de los 2 controladores, se obtienen resultados favorables en tanto que para los pasos de capacitores desconectables se mejora el factor de potencia en la red y se disminuyen las pérdidas en las líneas; en cuanto a los generadores se suple la carga en caso de que exista corte de energía en la subestación principal.

## ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS .....	ii
DEDICATORIA .....	iii
TRIBUNAL DE EVALUACIÓN .....	iv
DECLARACIÓN EXPRESA .....	v
CAPÍTULO 1 .....	1
1. ALCANCE Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.....	1
1.1 Introducción. ....	1
1.2 Actualidad de las Redes Inteligentes.....	1
1.3 Antecedentes.....	2
1.4 Justificación. ....	3
1.5 Alcance.....	4
1.6 Objetivos.....	7
1.6.1 Objetivo General .....	7
1.6.2 Objetivos Específicos .....	8
1.7 Limitaciones del proyecto. ....	8
CAPÍTULO 2.....	9
2. MODELAMIENTO DE LOS ELEMENTOS DE LA RED .....	9
2.1 Cálculo de parámetros de líneas. ....	9
2.2 Cálculo de parámetros de transformadores.....	10
2.3 Cálculo de parámetros de carga.....	13
2.4 Regulación de Voltaje.....	14
2.5 Métodos de regulación de voltaje .....	14
2.5.1 Regulación por capacitor desconectable.....	15
2.5.2 Otros reguladores de Voltaje.....	15
2.6 Generador Síncrono .....	15
2.6.1 Control Automático de regulador de Voltaje del generador .....	16
2.6.2 Control Carga Frecuencia del generador .....	17

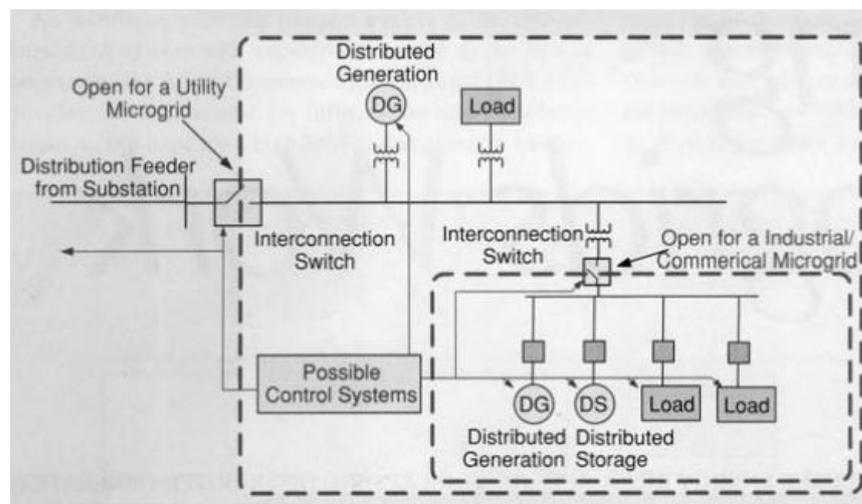
CAPÍTULO 3.....	18
3. SIMULACIÓN DE MODELOS EN SIMULINK.....	18
3.1 Modelo del generador a diésel.....	18
3.1.1 Regulador Automático de Voltaje AVR.....	20
3.1.2 Regulador Carga Frecuencia AGC.....	21
3.2 Tablero de Control para Generadores.....	23
3.3 Dimensionamiento de Unidades Generadoras.....	27
3.4 Controlador de Capacitores Desconectables.....	28
3.5 Cálculo de cada paso de Capacitor.....	39
CAPÍTULO 4.....	41
4. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES.....	41
4.1 Flujo de Carga del Sistema Actual.....	41
4.1 Gráficas de Pm, Efd, W y Vg cuando entra un generador.....	42
4.2 Gráficas de Voltaje del Controlador de paso de Capacitores.....	43
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	45
BIBLIOGRAFÍA.....	46
ANEXOS.....	48

# CAPÍTULO 1

## 1. ALCANCE Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

### 1.1 Introducción.

Una red eléctrica es el conjunto de componentes tales como generadores, transformadores, líneas de transmisión, reguladores, capacitores, cargas interconectados entre sí con el fin de proveer de energía a los usuarios de una manera eficiente. Una red eléctrica inteligente es una red eléctrica capaz de unir el comportamiento de todos los elementos mencionados anteriormente conectados a ella.



**Figura 1.1: Generación Distribuida**

### 1.2 Actualidad de las Redes Inteligentes.

La red eléctrica inteligente es una forma de gestión eficiente de la electricidad que utiliza la tecnología informática para optimizar la producción y la distribución de electricidad con el fin de equilibrar mejor la oferta y la demanda entre productores

y consumidores [1]. El término red inteligente se asocia a menudo con el concepto de medidores inteligentes capaces de ofrecer una facturación detallada por franjas horarias, lo que permitiría a los consumidores no solo elegir las mejores tarifas de entre las diferentes empresas eléctricas, sino también discernir entre las horas de consumo, lo que a su vez permitiría un mejor uso de la red. Este sistema también permitiría mapear con más precisión el consumo y anticipar mejor las necesidades futuras a nivel local [2].

### **1.3 Antecedentes.**

Las energías renovables en el Ecuador, así como en el resto de países se ha convertido en una tendencia global que actualmente en nuestro país no se encuentra regularizada. Los proyectos de energía renovable del país son pequeñas, por lo tanto no tienen mayor participación frente a un mercado dominado por energía hidroeléctrica. Al momento de estudiar una micro red, estamos considerando que la generación será distribuida, es decir no solamente la aportación de energía será por generadoras térmicas o hidroeléctricas, con ello el suministro eléctrico también será por parte de energías renovables como eólica, fotovoltaica o baterías de almacenamiento (energía química).

Producción Total de Energía e Importaciones		GWh	%
Renovable	Eólica	87,98	0,34
	Fotovoltaica	32,91	0,13
	Biomasa (Bagazo de Caña)	409,50	1,58
Total, Energía Renovable		442.41	2.05
No Renovable	Térmica MC.I	6.355,99	24,58
	Hidráulica	12.563,37	48,59
	Térmica Turbogas	2.956,90	11,44
	Térmica Turbovapor	2.587,75	10,01
Total, Energía No Renovable		24464.01	94.61

**Tabla 1: Estadísticas de producción de energía año 2015**

Con la Tabla 1 se aprecia como está la producción de energía del país y la dominancia de las energías no renovables sobre las renovables.

#### 1.4 Justificación.

Debido a que las vulnerabilidades de las redes de distribución son altas es decir los cortes de energía por alguna falla en las líneas pueden ser frecuentes y por largos periodos causara malestar directamente al abonado.

ENS(Energía no suministrada) es un factor que nos indica que tan bueno es el servicio de energía que entrega la empresa distribuidora “CNEL EP”.

Dentro de este diseño se intenta mitigar ese índice, para lo cual se implementa el concepto de micro red, el cual indica que la generación es distribuida. Dentro del mismo documento se define que el índice de energía no suministrada se encuentre por debajo de los estándares mostrados por el CONELEC 004/01 [3].

En la actualidad la tendencia de las redes de distribución es el de trabajar con generación distribuida. El concepto principal que se maneja, es la reducción de pérdidas, debidas a las grandes distancias que recorre la energía, desde la generación hasta las cargas y el aumento en la confiabilidad de los sistemas eléctricos.

Dentro de la micro red de análisis se observa que existirá distintos tipos de equipos generadores. El detalle será de adición de energía fotovoltaica, almacenamiento por energía química almacenada en baterías, también equipos electrógenos, estos equipos le dan la potencia base a la red.

### **1.5 Alcance.**

El presente estudio se realiza en Cdla. Ciudad Celeste- La Marina”, Samborondón/ Guayas/ Ecuador, en condiciones de operación actuales (2016), y luego comparar sus resultados con una propuesta de micro red en donde se analiza el comportamiento de los voltajes nodales y también su frecuencia.

Como se ha descrito en la sección 1.1, este proyecto tiene como objetivo realizar un análisis sobre la regulación de voltaje en una red de distribución residencial, para evitar que el consumidor final o abonado, tenga un voltaje deficiente en su hogar y a su vez analizar el comportamiento de la frecuencia del sistema debido al comportamiento variable de las cargas.

Cuando los voltajes que llegan al abonado se encuentran por debajo de lo permitido o por encima del rango estipulado en CONELEC 004/01 [3] (Consejo Nacional de Electricidad ahora ARCONEL), como consecuencia se produce una



de capacitores y de equipos electrógenos. Dentro de esta misma topología se observa una propuesta de red anillo, la cual se considera en el estudio ya que esta aumenta la confiabilidad del sistema. La topología de la red actual, radica en un sistema de distribución radial, el cual mediante este trabajo se procede a modificar en una red lazo abierto con posibles conexiones de anillado.

En la actualidad las redes inteligentes o micro-redes, tienen como propósito de estudio analizar el comportamiento de las tecnologías limpias o tecnologías eco-amigables. Estas tecnologías son comúnmente usadas, para reducir pérdidas de energía debida a las líneas de transmisión, y con ello aumentar la sustentabilidad de las mismas; otra de las ventajas es que aumenta considerablemente la confiabilidad de la red.

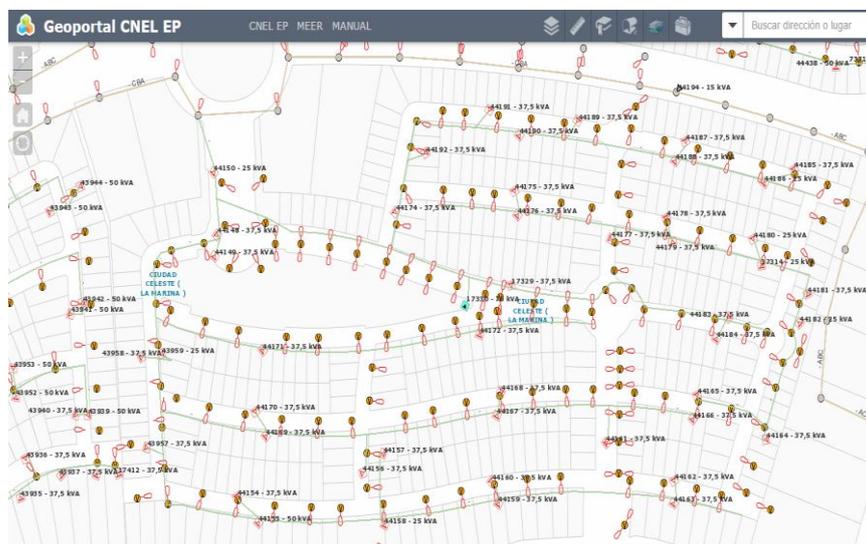
Dentro de nuestro caso de estudio, se presenta un sistema desbalanceado, donde la mayor carga de la red se encuentra en la fase B (100%), luego disminuyendo un 7.69% la fase C y finalmente la fase A, la cual tiene un 67.3%. Con estos índices confirmamos, que en una red de distribución real el desbalance de carga entre fases siempre existirá.



**Figura 1.3: Ciudad Celeste La Marina- Google Earth**

Para el modelamiento de la carga que se detalla en el capítulo dos, se trabaja con dos tipos de simulación. La primera consiste en modelar la carga según, la capacidad máxima de cada uno de los transformadores monofásicos instalados

en los respectivos nodos; esta carga a conectar la asumimos como el 60% de la capacidad máxima instalada según los criterios de cargabilidad utilizados en la Corporación Nacional Eléctrica del Litoral (CNEL).



**Figura 1.4: Geo portal Cdma. Ciudad Celeste La Marina [4]**

En el segundo tipo de modelamiento se procede a trabajar considerando la curva típica de un alimentador residencial [5]; mediante datos de consumo de energía que fueron suministrados por CNEL, se encuentra la potencia instantánea para cada periodo de 15 minutos. En cuanto al estudio de compensación, en el presente trabajo se analiza el controlador que realiza la conexión de capacitores en el sistema. La nivelación de voltaje por capacitores fijos es comúnmente usada donde la demanda no presenta una variación significativa, mientras que la compensación por capacitores des-conectables se la realiza cuando existe una variación significativa.

## 1.6 Objetivos.

### 1.6.1 Objetivo General

- Simular y analizar voltaje y frecuencias en la red de distribución de la ciudadela ciudad celeste la marina

### **1.6.2 Objetivos Específicos**

- Modelar la red actual considerando los parámetros de diseño
- Modelar controlador para conexión de capacitores desconectables.
- Modelar control carga frecuencia de 2 generadores síncronos
- Analizar dimensionamiento de un generador para condiciones futuras

### **1.7 Limitaciones del proyecto.**

Debido al tiempo que se dispone para implementar el proyecto, en la parte de regulación de voltaje, solo se simulará el controlador de un banco de capacitores de 5 pasos conectables y desconectables automáticamente, cabe recalcar que existen otros dispositivos como regulador de voltaje mediante autotransformador y Compensador Estático de Reactivos o Static Var Compensator SVC

## CAPÍTULO 2

### 2. MODELAMIENTO DE LOS ELEMENTOS DE LA RED

En este capítulo se detalla la metodología utilizada, los cálculos con los que se modela el sistema y ecuaciones a utilizar, hay que considerar que el sistema actual, tiene una topología radial. Dentro del modelamiento de la red, se encuentran parámetros que serán necesarios encontrarlos por ecuaciones, las cuales serán descritas más adelante, para ello se necesita inspeccionar los puntos de interés en el sitio y así apreciar un mejor entendimiento del funcionamiento actual.

#### 2.1 Cálculo de parámetros de líneas.

Luego de realizar una visita a la ciudadela de estudio e inspeccionar que el sistema dispuesto en la red tiene características de ser subterráneo, y de configuración tres hilos conductor de cobre número 2 como se muestra en la Figura 2.1.



**Figura 2.1: Cable XLPE de Media Tensión(<http://www.viakon.com/>)**

Luego de saber la configuración se procede a tomar medidas de las longitudes entre cada nodo de interés para ello mediante la herramienta GEOPORTAL[5] propia de CNEL EP ; luego de esto, se procede a encontrar los parámetros requeridos por el sistema, los cuales son, resistencia e inductancia del conductor, de acuerdo a la Figura 2.2 indicada a continuación:

Datos Eléctricos							
Sección nominal	Corriente admisible para cables en aire (unipolares)	Corriente admisible para cables en aire (tripolares)	Corriente admisible para cables enterrados (unipolares)	Corriente admisible para cables enterrados (tripolares)	Resistencia a 90°C y 50 Hz	Reactancia a 50 Hz (unipolares)	Reactancia a 50 Hz (tripolares)
mm <sup>2</sup>	A	A	A	A	ohm/km	ohm/km	ohm/km
25	140	108	132	116		0,245	0,132
35	164	124	156	136	1,112	0,235	0,122
50	196	152	184	160	0,821	0,226	0,116
70	244	184	224	192	0,567	0,216	0,110
95	296	224	268	232	0,410	0,206	0,101
120	340	256	304	264	0,324	0,200	0,104
150	380	288	336	292	0,264	0,195	0,0976
185	436	332	376	328	0,210	0,189	0,0946
240	512	388	432	380	0,16	0,182	0,0911
300	584	440	488	428	0,128	0,176	0,0883
400	668	512	548	492	0,0997	0,171	0,0853
500	752	-	604	-	0,0755	0,165	-

**Figura 2.2: Datos de conductores [5]**

Para la obtención de los parámetros resistencia e inductancia de una línea de distribución se usa las siguientes ecuaciones descritas a continuación:

$$R = R \frac{ohms}{Km} * l \text{ ohms} \quad (2.1)$$

$$L = 2 * 10^{-7} \ln \left( \frac{Deq}{DS} \right) H \quad (2.2)$$

Donde:

- $R \frac{ohms}{Km}$  es la resistencia en ohms por Kilómetros de acuerdo a la Figura 2.2 en la que se escogió el conductor 2.
- $l$  es la longitud de la línea en metros
- $Deq$  es la la distancia equivalente entre 3 conductores formando una configuración de un triángulo equilátero.
- $DS$  es el diámetro de cada conductor de fase.

En el Anexo A se muestran los datos de resistencia, inductancia y longitud de todos los tramos de líneas del sistema de distribución de la ciudadela.

## 2.2 Cálculo de parámetros de transformadores.

Para encontrar los parámetros de los transformadores, tuvimos la necesidad de realizar una visita técnica a la fábrica que elaboro los mismos, "MORETRAN S.A.". En la hoja de pruebas de los transformadores, consta la corriente de

cortocircuito , de relación de espiras, resistencia de devanados, Prueba de aislamiento entre devanados, entre otras. Los parámetros requeridos por SimPowerSystems /Simulink/MATLAB [6], [7] son resistencia de magnetización, inductancia de magnetización, resistencia de devanado primario, inductancia de devanado primario, resistencia en devanado secundario e inductancia en devanado secundario, para ello se utilizó las pruebas de vacío y cortocircuito, datos suministrados por MORETRAN. A continuación, se muestra los ecuaciones a usar para los respectivos parámetros antes mencionados [8];



**Figura 2.3: Transformador monofásico de 25kVA [8]**

$$FPoc = \frac{Poc}{(Voc)(Ioc)} \quad (2.3)$$

$$Ye = \frac{\frac{Ioc}{Voc}}{\arcsin(Fpoc)} \quad (2.4)$$

$$Rc = \frac{1}{Re(Ye)} \quad (2.5)$$

$$Ym = \frac{1}{Im(Ye)} \quad (2.6)$$

Donde:

- $F_{poc}$ : Factor de potencia de la prueba de vacío.
- $Y_e$ : Equivalente de la rama en paralelo dado en siemens.
- $R_c$ : Conductancia de  $Y_e$ .
- $Y_m$ : Susceptancia de  $Y_e$ .
- $P_{oc}$ : Potencia que se mide en la prueba de vacío.
- $V_{oc}$ : Voltaje aplicado de la prueba de vacío.
- $I_{oc}$ : Corriente de la prueba de vacío.

Finalmente, por medio de esta prueba se encuentra la resistencia de magnetización ecuación 2.5 y admitancia de magnetización ecuación 2.6. Para encontrar los parámetros de resistencia e inductancia en el primario y secundario, es necesario trabajar con los resultados de la prueba de cortocircuito. De la prueba de cortocircuito se obtiene lo siguiente [8];

$$FP_{sc} = \frac{P_{sc}}{(V_{sc})(I_{sc})} \quad (2.7)$$

$$Z_e = \frac{\frac{V_{sc}}{I_{sc}}}{\arccos(FP_{sc})} \quad (2.8)$$

$$R_{eq} = Re(Z_e) \quad (2.9)$$

$$X_{eq} = Im(Z_e) \quad (2.10)$$

Donde:

- $F_{psc}$ : Factor de potencia de la prueba de cortocircuito.
- $Z_e$ : Impedancia serie equivalente referida al lado de alta tensión.
- $P_{ac}$  Potencia que se mide en la prueba de cortocircuito.

- $V_{sc}$ : Voltaje de la prueba de cortocircuito.
- $I_{sc}$ : Corriente de la prueba de cortocircuito.
- $Z_e$ : Impedancia serie equivalente referida al lado de alta.
- $R_{eq}$ : Resistencia efectiva del primario  $R_1$  y  $R_2'$  la resistencia del secundario referida al primario, la cual con la relación de vueltas del transformador se saca la resistencia efectiva del secundario.
- $X_{eq}$ : Reactancia efectiva de dispersión del primario y la reactancia de dispersión del secundario referida al primario, la cual con la relación de vueltas del transformador se obtiene la reactancia efectiva del secundario; por lo tanto su inductancia.

Una vez obtenido todos los parámetros mediante las pruebas de vacío y cortocircuito, se los ingresa en el simulador

### 2.3 Cálculo de parámetros de carga.

Para realizar el modelamiento de la carga se trabaja con dos puntos, el primero que detallamos es el de trabajar con el 60% de la capacidad máxima de los transformadores instalados y considerar un factor de potencia de 0.98.

A continuación, se procede a detallar las ecuaciones utilizadas, teniendo en cuenta que los datos fijos que se tienen son:

$$P = \frac{V^2}{R} \quad (2.11)$$

$$P = S * fp \quad (2.12)$$

$$Q = \frac{V^2}{X} \quad (2.13)$$

$$Q = S * \text{sen}(\text{arcos}(fp)) \quad (2.14)$$

$$R_{carga} = \frac{P}{V^2} \quad (2.15)$$

$$X_{carga} = \frac{Q}{V^2} \quad (2.16)$$

Las ecuaciones (2.11) a (2.16) son ingresadas dentro del simulador. En el segundo procedimiento el modelamiento de la demanda, es utilizar una curva de potencia variable en el tiempo, la cual nos permite encontrar la potencia de demanda cada 15 minutos la cual es la tasa de muestreo en un día típico. La energía considerada para el modelamiento de los parámetros de potencia aparente fue suministrada por CNEL EP, los documentos suministrados contenían un histórico de los dos últimos años de la demanda para cada uno de los 372 abonados.

#### **2.4 Regulación de Voltaje.**

Para realizar el estudio del comportamiento del sistema se trabajó con resultados de un flujo de potencia a 60% de su capacidad máxima, en carga.

Estos resultados nos indicaron que el requerimiento de los capacitores por fase se encontraría en tres puntos de la red, por el motivo de que el voltaje se encontraba por debajo de la regulación del 5%. Al momento de crear este modelo se necesitaba tomar un punto como referencia para conectar el banco de compensadores.

#### **2.5 Métodos de regulación de voltaje**

Para regular el nivel de voltaje en una red eléctrica, existen distintos tipos de compensación tales como son [9]:

- Capacitores fijos y des conectables
- Reguladores de voltaje mediante autotransformador
- Compensador Estático de Reactivos Static Var Compensator

El uso de capacitores fijos se usa en puntos donde no hay mucha variación de la demanda, en cambio el uso de capacitores des conectables se usa en puntos donde la variación de la demanda es significativa [3]. Dentro de este proyecto solamente realizaremos el modelamiento de capacitores desconectables.

### 2.5.1 Regulación por capacitor desconectable

Se usará la compensación de capacitores desconectables [9] usando 5 capacitores en una misma línea . Se compensará en media tensión es decir a 13.8 KV, se usarán capacitores conectándolos línea a neutro es decir a 7.976 KV y se usan las siguientes ecuaciones:

$$Q_{capacitor} = KW * (\tan(\text{arc}(fp_{viejo}) - \tan(\text{arc}(fp_{nuevo}))) (KVAR) \quad (2.17)$$

$$X = \frac{V^2}{Q_{capacitor}} (Ohms) \quad (2.18)$$

$$C = \frac{1}{w * X_c} (F) \quad (2.19)$$

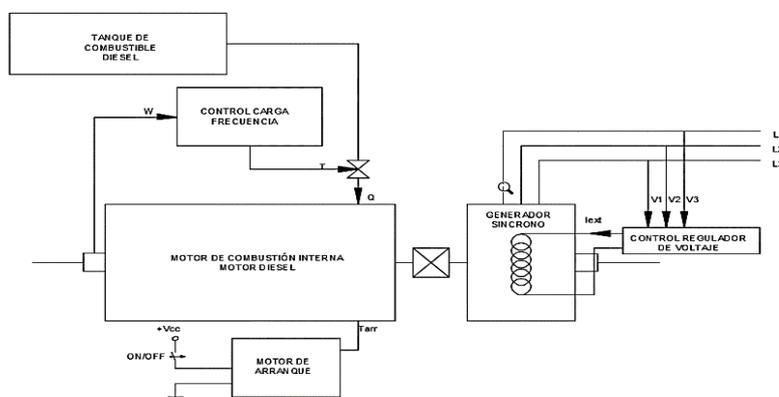
### 2.5.2 Otros reguladores de Voltaje

Los reguladores de voltaje tipo autotransformador y el static VAR compensador son utilizados también para la compensación de voltaje, dado que las líneas son de pequeña longitud y estamos en un sistema de distribución pequeño, no se utilizarán estos 2 últimos métodos.

## 2.6 Generador Síncrono

El generador síncrono [10] o turbo generador es un dispositivo electromecánico que transforma aquella energía mecánica producida por la quema de combustibles fósiles en energía eléctrica; esta transmisión de energía se produce por el acoplamiento mecánico el mismo que permite la transferencia de torque mecánico entre las dos máquinas que se encuentran conectadas al mismo eje, según Figura 2.4. Dentro de este grupo electrógeno se encuentran dos tipos de

control, uno el que regula el voltaje generado y otro que permite mantener la frecuencia dentro de los rangos esperados.



**Figura 2.4: Diagrama General del Generador de Diesel**

### 2.6.1 Control Automático de regulador de Voltaje del generador

El control automático de regulador de voltaje o AVR es el que permite mantener el voltaje generado dentro de los límites permitidos. A continuación, se describe en detalle el control del sistema, este cual controla la excitación del generador síncrono para mantener estable el voltaje. Los tipos de excitación de la máquina síncrona se encuentran asociados directamente a el control AVR (Automatic Voltage Regulator); existen diferentes tipos de excitación de máquinas como son por DC o AC, los modelos de excitación se encuentran normalizados por IEEE [11] (Institute of Electrical and Electronics Engineers). El objetivo en la operación es la de lograr inyectar voltaje de corriente continua en el devanado de sincronismo de la maquina; para ello los fabricantes de grupos electrógenos construyen un pequeño generador de corriente continua en el mismo eje de la máquina y así lograr aprovechar el giro de la máquina. La variable de control en un sistema de generación es la corriente esto se produce debido a que una forma de realizar los lazos de control es por el campo inducido entre el estator y el rotor de la máquina. Para el

análisis realizado en el proyecto, se trabajó con una excitación modelada tipo AC4A

### 2.6.2 Control Carga Frecuencia del generador

El control carga frecuencia, está constituido por tres partes importantes [12]:

- **Gobernador de velocidad:** Es un elemento que detecta la diferencia de frecuencia entre el valor ajustado y el medido en los terminales de grupo electrógeno.
- **Control de Válvulas:** Es un dispositivo actuador, el cual controla la velocidad de un dispositivo mecánico.
- **Control de velocidad mecánica:** Es el grupo eléctrico, electrónico y mecánico que controla la interacción entre gobernador de velocidad y control de válvulas.
- **Cambiador de Velocidad:** Elemento que regula la velocidad durante el funcionamiento del turbo generador.

## CAPÍTULO 3

### 3. SIMULACIÓN DE MODELOS EN SIMULINK

#### 3.1 Modelo del generador a diésel

El esquema de control del generador a diésel [10] es el que se muestra en la Figura 3.1:



**Figura 3.1: Sistema de Control Dominio del Generador [10]**

La siguiente función de transferencia corresponde al controlador es:

$$H_c = k \frac{(1+T_3s)}{(1+T_1s+T_1T_2s^2)} \quad (3.1)$$

Donde:

$T_1$ ,  $T_2$ ,  $T_3$  corresponde a las constantes de tiempo del controlador, siendo los valores. Mientras que  $k$  es la ganancia.

$$T_1 = 0.01 ; T_2 = 0.02; T_3 = 0.2 ; k = 20$$

Estos son valores típicos de una máquina de 1800rpm [13]:

La función de transferencia del actuador es:

$$H_a = \frac{(1 + T_4s)}{[s(1 + T_5s)(1 + T_6s)]} \quad (3.2)$$

Donde

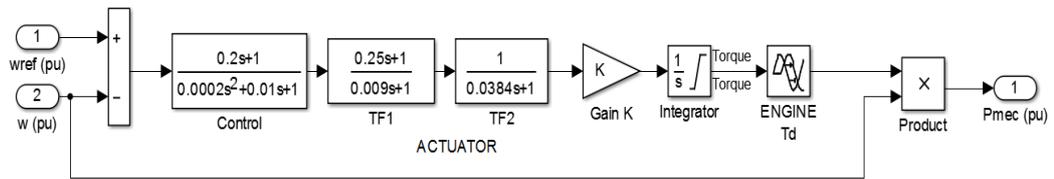
$T_4$ ,  $T_5$ ,  $T_6$  corresponde a las constantes de tiempo del controlador, siendo los valores.

$$T_4 = 0.25 ; T_5 = 0.009; T_6 = 0.0384$$

La función de transferencia del motor es:

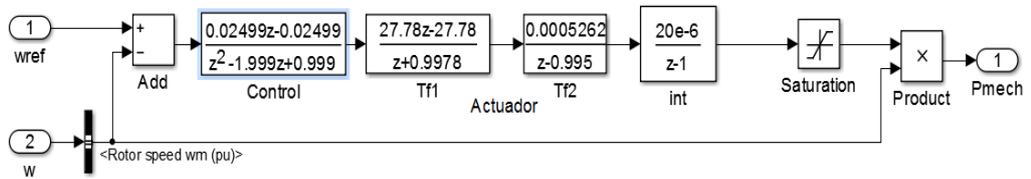
$$H_m = Td \tag{3.3}$$

El modelo del motor consiste en un retardo de tiempo debido a la inercia propia de la máquina. En este caso se considera que no existe retardo. Luego, se describe el modelo en el dominio de s (Laplace). El sistema de control de los 2 generadores simulados en Simulink, se muestra en la Figura 3.2.



**Figura 3.2: Sistema de Control Dominio de Laplace**

Debido a que dentro del simulador se necesita que los parámetros se encuentren discretizados, para aquello se requiere transformar la función del dominio s al dominio z, tal como se muestra en la Figura 3.3. Dentro del simulador se modela toda la red de estudio, lo cual mostrará el comportamiento de la red ante la conexión de los diferentes equipos de generación. La interfaz de comunicación será por medio de Matlab – Simulink – RT LAB.



**Figura 3.3: Sistema de Control Dominio de Z**

### 3.1.1 Regulador Automático de Voltaje AVR

Para el diseño de esta sección se trabaja con los modelos normalizados por IEEE [11], [14], en este caso se usa el AC4A el cual consiste en una máquina síncrona con excitación controlada con rectificadores, tal como lo indican las Figuras 3.4 y 3.5. Este modelo se lo toma por que el generador modelado es de esas características.

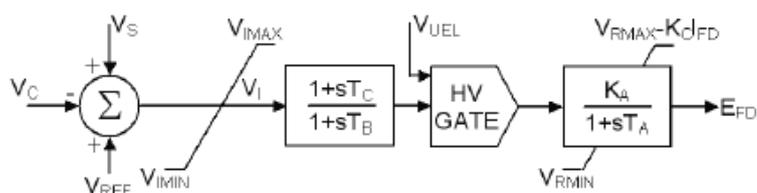


Figura 3.4 : [11] – Modelo AC4A

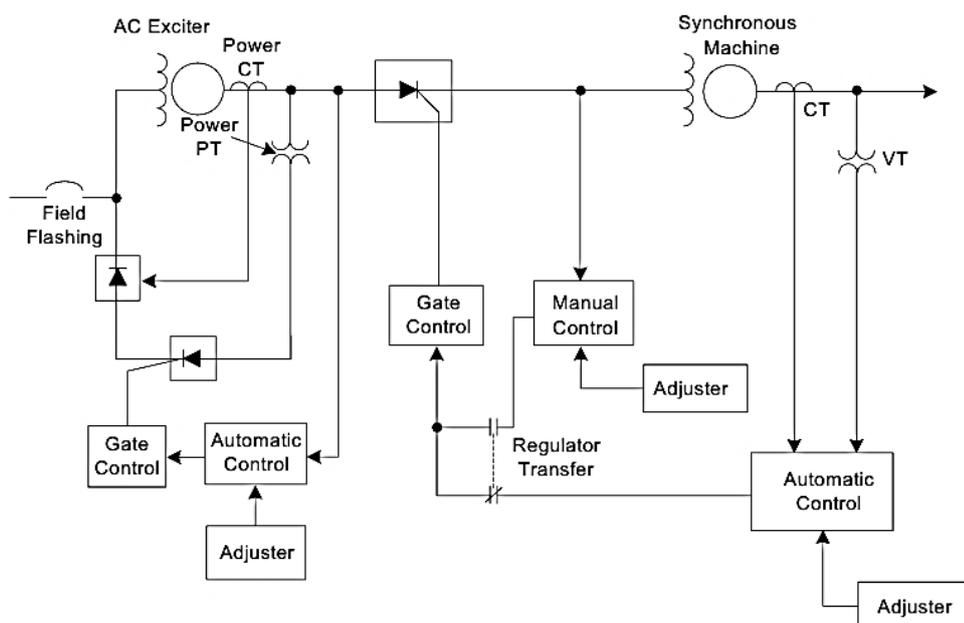


Figura 3.5 : [14] – Modelo normalizado por IEEE modelo A8 equivalente a AC4A

### 3.1.2 Regulador Carga Frecuencia AGC

A continuación, en la Figura 3.6 y Figura 3.7, se ilustra el modelo donde se implementan los dos tipos de control, LFC y AVR.

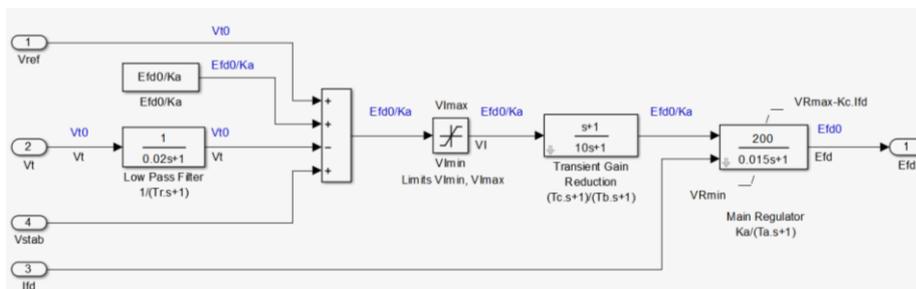


Figura 3.6: Control de AVR en Simulink tipo AC4A[6]

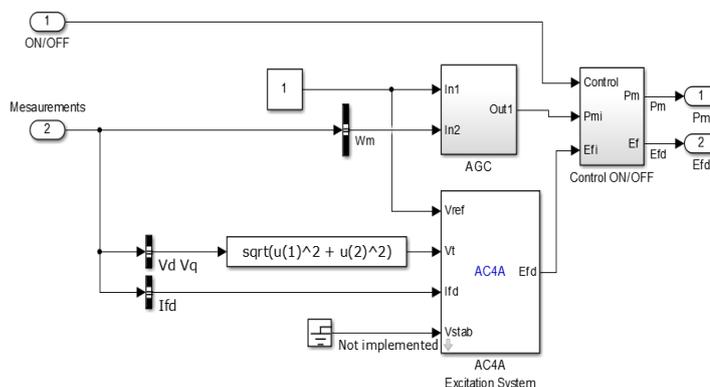


Figura 3.7: Modelo del control AGC/AVR

Con lo cual el modelo final del grupo electrógeno será el siguiente, donde dentro del bloque Control AVR/AGC se encuentra el modelo de la Figura 3.8.

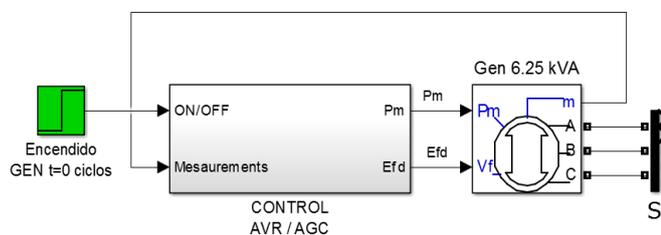
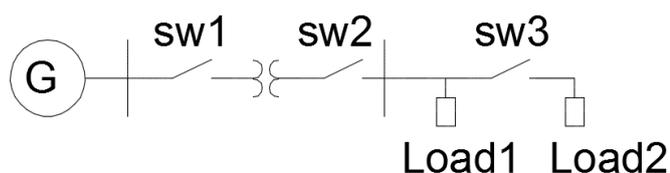


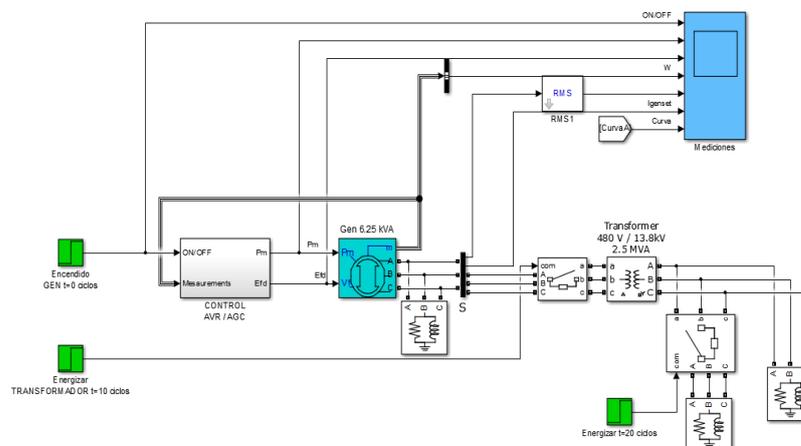
Figura 3.8: Modelo final para un generador de 625kVA

Para lograr comprobar la respuesta de encendido y de la variación de velocidad debido a la variación de carga, se crea un circuito con carga variable y analizar el comportamiento de la frecuencia y la de velocidad, una topología del circuito mencionado se muestra en la Figura 3.9.



**Figura 3.9: Esquema de prueba para variaciones de carga**

El funcionamiento de operación consiste en cerrar el sw2 y el sw3 en diferentes tiempos deltas, con ello se logra que la carga aumente si  $t_{sw2} < t_{sw3}$  y que disminuya si  $t_{sw2} > t_{sw3}$ . En el capítulo 4 se detalla los resultados obtenidos.

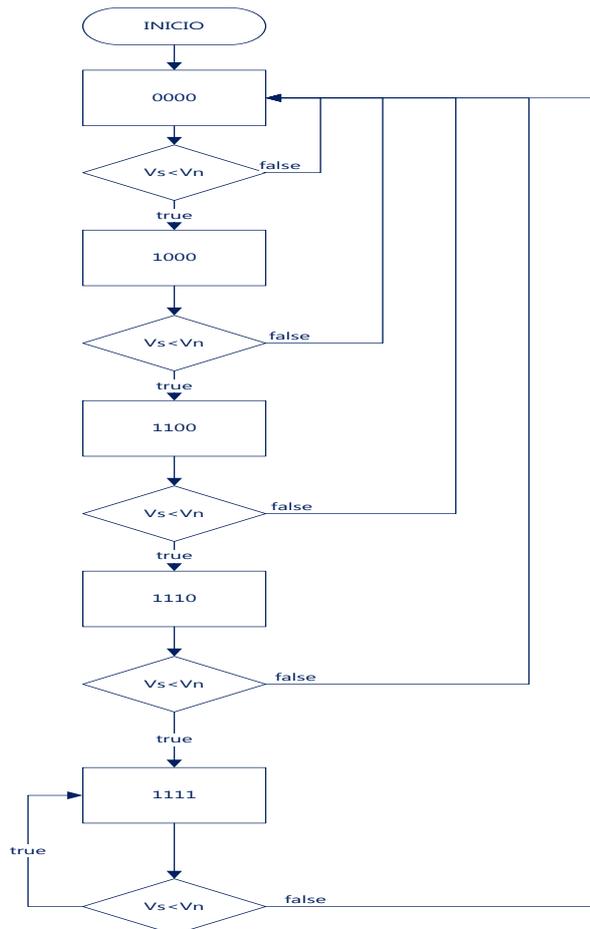


**Figura 3.10: Sistema modelado en Simulink**

El funcionamiento del controlador es el de realizar una auto excitación, lo cual conlleva a lograr mantener el voltaje terminal y la frecuencia dentro de lo ajustado es decir voltaje trifásico de 460 [V] y frecuencia de 60 [Hz]. El sistema con los 2 generadores modelados en Simulink se muestra en la Figura 3.10.

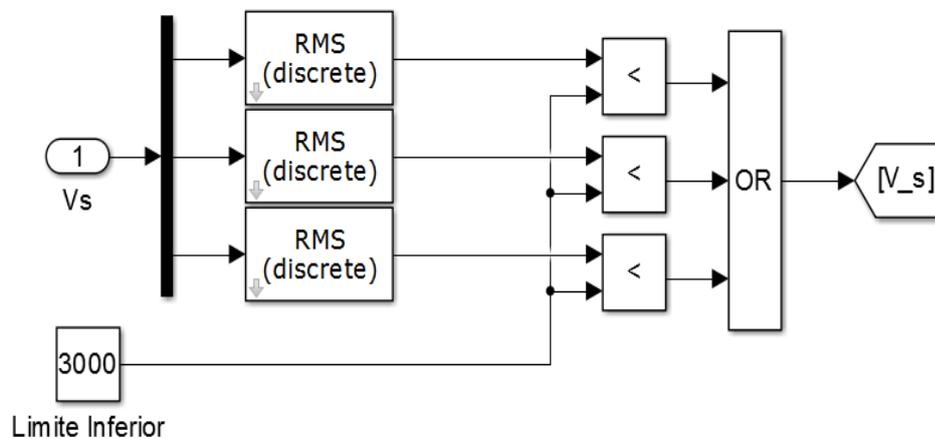
### 3.2 Tablero de Control para Generadores

El tablero de control se encuentra diseñado de tal forma que el siempre este leyendo la medición de voltaje que ingresa a la ciudadela, es decir en el nodo 2. A continuación, en la Figura 3.11 se detalla un diagrama de bloques de la secuencia de energización y conexión del generador 1.



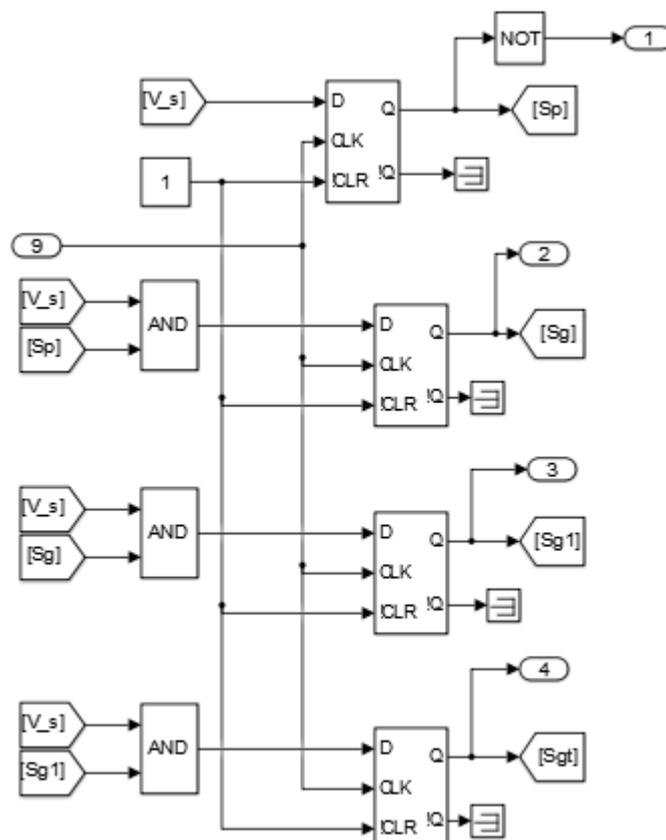
**Figura 3.11: Sistema de Conexión de Primera Unidad de Generación**

El sistema de control antes mostrado es equivalente a la Figura 3.10 y la Figura 3.11, el cual es la implementación del mismo en lenguaje Simulink/ Matlab.



**Figura 3.12: Bloques que verifican el nivel de la señal de voltaje**

La Figura 3.12 y la Figura 3.13, muestra el sistema de ingreso en secuencia, para ello se trabaja con un retardo de tiempo que está dado por la variable CLK.



**Figura 3.13: Sistema de Ingreso en Secuencia**

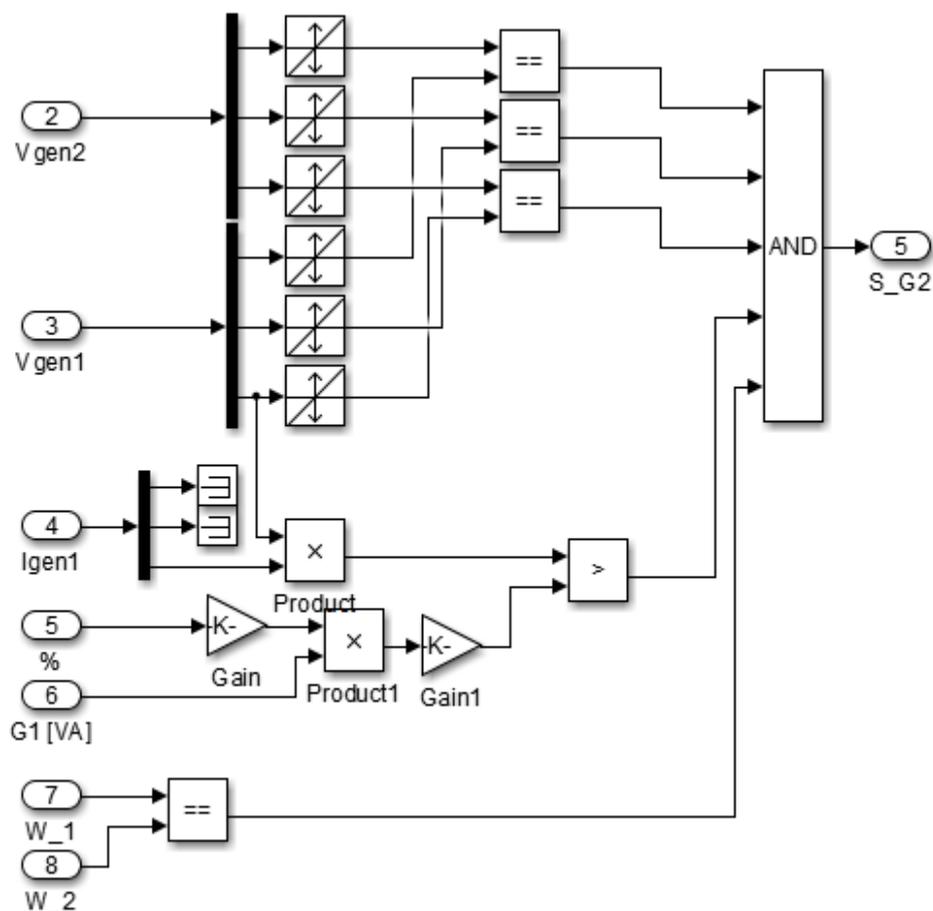
La finalidad de este control es el ingreso secuencial de los siguientes equipos.

- Desconexión total de la red, apertura de disyuntor del nodo 2.
- Energización de generador.
- Cierre de disyuntor entre generador y transformador.
- Conexión de transformador con la red de la ciudadela.

Para poder controlar el ingreso de la segunda unidad de generación, es necesario recordar los criterios de generadores en paralelo, los cuales son [15]:

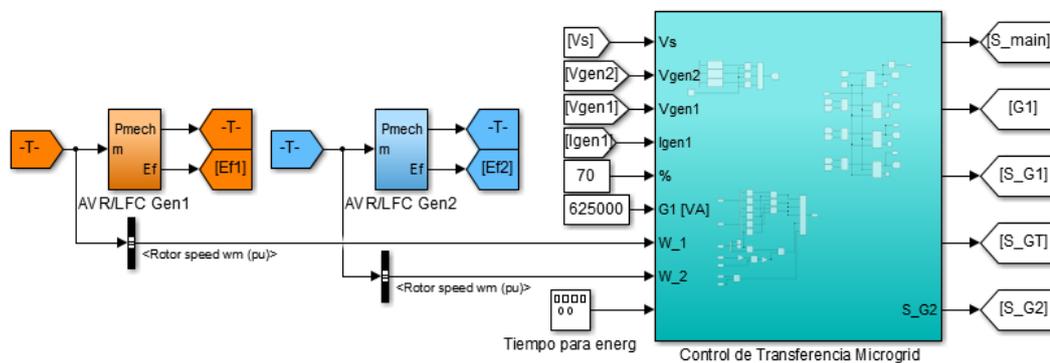
- Misma secuencia de fases.
- Misma frecuencia
- Mismo nivel de voltaje

Lo cual se observa en la Figura 3.13, donde se muestra el sistema



**Figura 3.14: Sistema de Sincronización**

El control de sincronismo que se muestra en la Figura 3.14, está diseñado para que la unidad generadora ingrese cuando la capacidad de potencia que entrega la unidad 1 se encuentre trabajando por encima del 70% de su capacidad total. La Figura 3.15 muestra el Sistema de Control de Transferencia Automática ATS simulado en Simulink.



**Figura 3.15: Sistema de Control de Transferencia Automática ATS**

### 3.3 Dimensionamiento de Unidades Generadoras

A continuación, se detalla el cálculo para dimensionar los equipos de generación, para lo cual tomando una tasa de incremento de 1.2%, debido a la tasa demográfica de incremento de población [16]:

Fase	KVA
A	437.50
B	650.00
C	600.00
ABC1	25.00
ABC2	1687.50
ABC Total	1712.50

**Tabla 2: KVA instalados en la red**

En la Tabla 2, se detalla las potencias instaladas por fase y las potencias totales de las 3 fases en toda la ciudadela.

<b>AÑO</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
<b>kVA</b>	1.712,50	1.733,05	1.753,85	1.774,89	1.796,19	1.817,75	1.839,56
<b>AÑO</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>
<b>kVA</b>	1.883,97	1.906,58	1.929,46	1.952,61	1.976,04	1.999,76	2.023,75

**Tabla 3: Proyecciones de demanda con tasa de incremento de 1.2%.**

Para las proyecciones que se muestran en la Tabla 3, se observa que en el año 14 se tendrá una carga de 2.02MVA, se dimensiona los equipos para que la proyección sea de 5 años, para lo cual la máxima potencia será de 1.817,75kVA. Luego de tener potencias máximas del sistema, se un análisis de mercado, donde se toma las unidades FG WILSON P625 [17], el cual entrega una potencia de 625kVA en estado de emergencia, con lo cual se tendrá que instalar 3 unidades de 625kVA/500kW y se obtiene un total de 1875kVA/1500kW.

### **3.4 Controlador de Capacitores Desconectables**

Al momento de diseñar un controlador para capacitores desconectables, nos basamos en modelos previos del mercado, el cual en nuestro caso fue el equipo Varilogic NR6/NR12 /Schneider Electric, el cual causa que ingrese capacitores luego de medir el factor de potencia. El diseño tiene una estructura lineal, que se basa en una secuencia. Dentro de la gama de equipos de compensación existen varias secuencias de operación, como son:

- First input and First Output - FIFO
- Last input and First Output - LIFO
- Sistema Optima circular y otros.

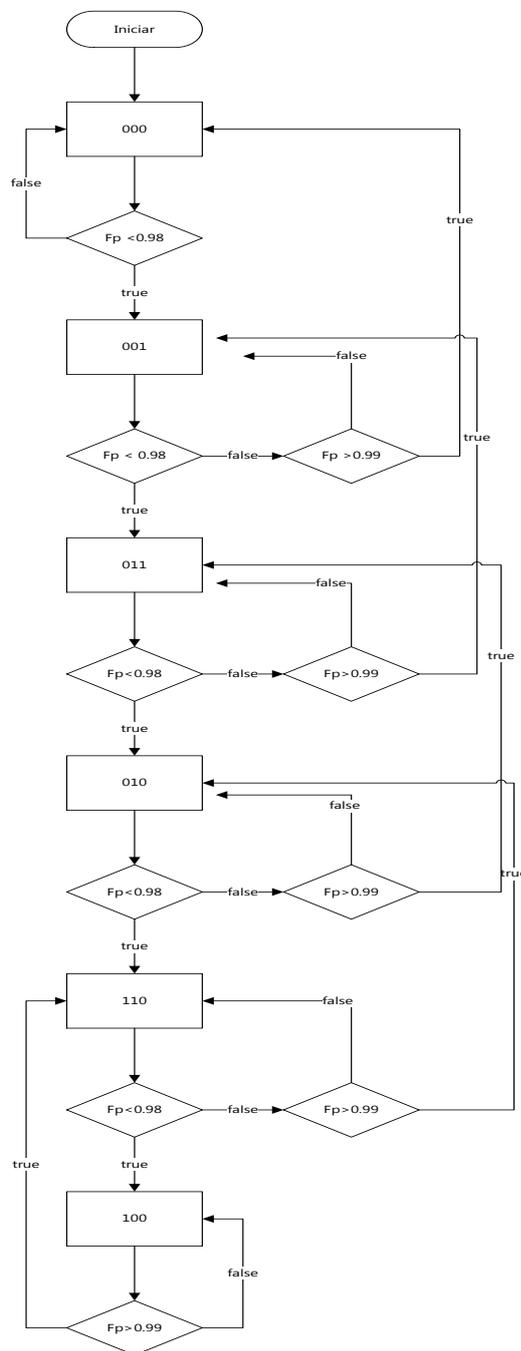
Para el modelamiento se diseña un controlador tipo LIFO, el cual consiste en una secuencia donde el ultimo capacitor que ingresa, es el primero que sale. A continuación en la Tabla 4, se muestra la secuencia de operación.

Solicitud	Capacitores				
De Escalón	1	2	3	4	5
+	X				
+	X	X			
+	X	X	X		
+	X	X	X	X	
+	X	X	X	X	X
-	X	X	X	X	
-	X	X	X		
-	X	X			
-	X				

**Tabla 4: Programa de acumulación de capacitores**

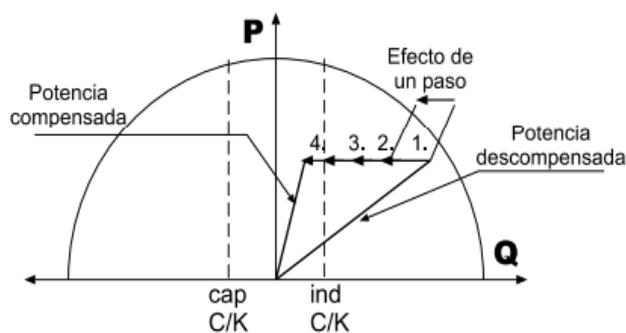
Luego de conocer la secuencia se necesita realizar una estructura del controlador, para ello se considera que la variable de control es el factor de potencia. El factor de potencia en el control sirve para indicar cuando ingresa o cuando sale el paso de potencia reactiva. Al momento de realizar el controlador se utiliza la siguiente secuencia de operación, donde el controlador pasa de un estado a otro, preguntando si el factor de potencia se encuentra por debajo o por

encima del ajuste de calibración. Para el ajuste de diseño se considera un factor de potencia inferior a 0.93 y un factor de potencia máximo a 0.98.



**Figura 3.16: Diagrama de Operación de entrada de capacitores**

En la Figura 3.16 se muestra que la secuencia para ingreso de capacitores se da en el siguiente orden 000/001/011/010/110/100; esta secuencia fue tomada, con la forma de evitar que los pasos de un número a otro sean en torno a más de un bit, ya que muchas veces en los procesadores del computador, al cambiar dos bits se produce una doble acción, y una forma de evitar aquello era realizar la secuencia 000/001/011/010/110/100, la cual en decimal es 0/1/3/2/6/4 al contrario de usar la secuencia de decimal 0/1/2/3/4 lo cual es en binario 000/001/010/011/100.



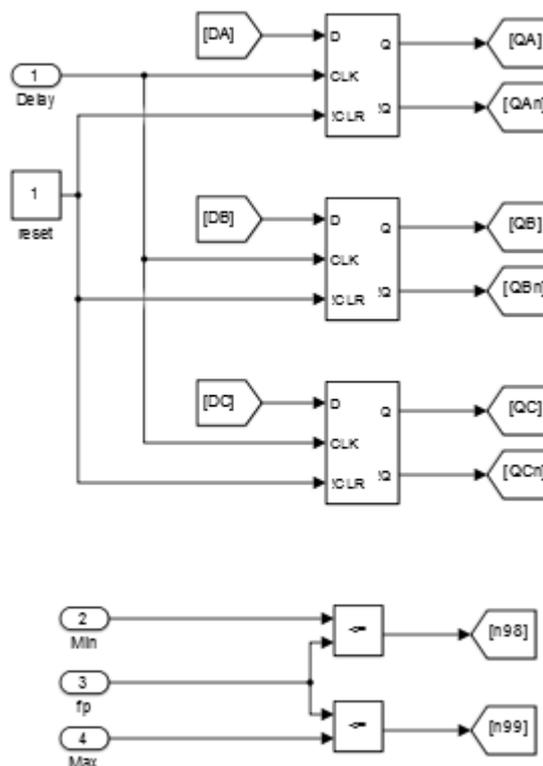
**Figura 3.17: Ejemplo de compensación por la entrada de capacitores**

De acuerdo a la Figura 3.17, por cada paso de capacitor que se ingrese va disminuyendo el consumo de reactivo de la red, pero el consumo de potencia activa se mantiene, logrando así mejorar el factor de potencia [18].

ESTADOS PRESENTES					ESTADOS SIGUIENTES		
QC	QB	QA	98	99	DC	DB	DA
0	0	0	0	$\phi$	0	0	0
			1	$\phi$	0	0	1
			0	0	0	0	1
0	0	1		1	0	0	0
			1	$\phi$	0	1	1
			0	0	0	1	0
0	1	0		1	0	1	1
			1	$\phi$	1	1	0
			0	0	0	1	1
0	1	1		1	0	0	1
			1	$\phi$	0	1	0
			0	0	1	0	0
1	0	0		1	1	0	0
			1	$\phi$	1	0	0
1	0	1	$\phi$	$\phi$	$\phi$	$\phi$	$\phi$
			0	0	1	1	0
1	0	0		1	0	1	0
			1	$\phi$	1	0	0
1	1	1	$\phi$	$\phi$	$\phi$	$\phi$	$\phi$

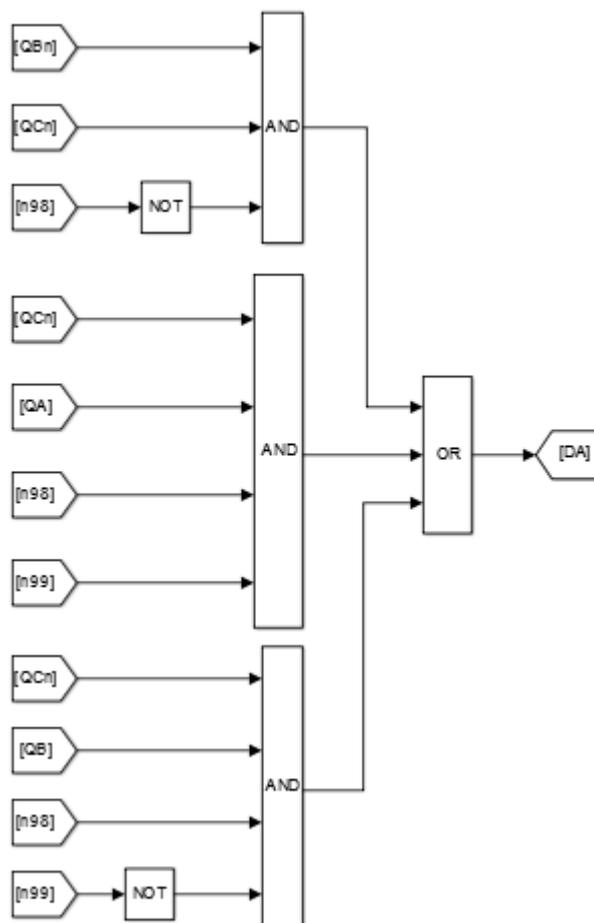
**Tabla 5: Estados Presentes y Estados Siguietes para la lógica de conexión.**

La Tabla 5 muestra las tablas de verdad para los estados presentes y siguientes con la cual se diseña el controlador. Para realizar los retardos de tiempo se necesita de las herramientas como Flip-Flop D, donde en flanco positivo se da el paso de un capacitor a otro. El tiempo de retardo según el controlador MERLIN de Schneider [19], es cada 10 minutos.



**Figura 3.18: Implementación de diseño de conexión de capacitores Parte1**

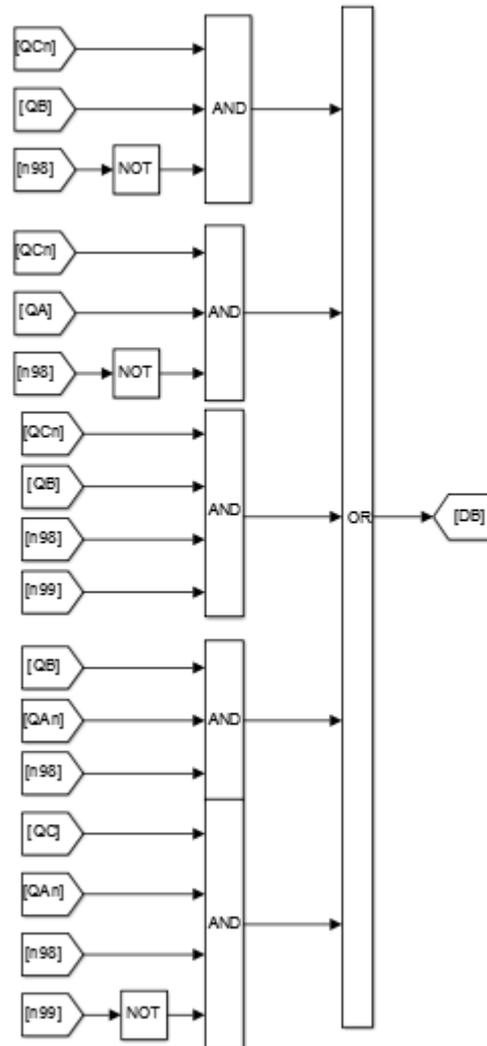
La Figura 3.18 muestra los estados presentes DA, DB y DC de la lógica a implementarse, Delay es el retardo de tiempo en el que entra cada paso de capacitor; QA, QB, QC y n98 son los estados siguientes.



**Figura 3.19: Función  $DA$**

La Figura 3.19 muestra las operaciones lógicas para obtener la Función  $DA$ . Las funciones del diseño se las obtiene mediante reducción de mapas de karnaugh [20], indicadas mediante las ecuaciones (3.4) hasta la ecuación (3.11). Dentro de estas ecuaciones, se observa que existe una señal 98 y una 99, las cuales indican si se encuentra por debajo o por encima del límite ajustado [21]:

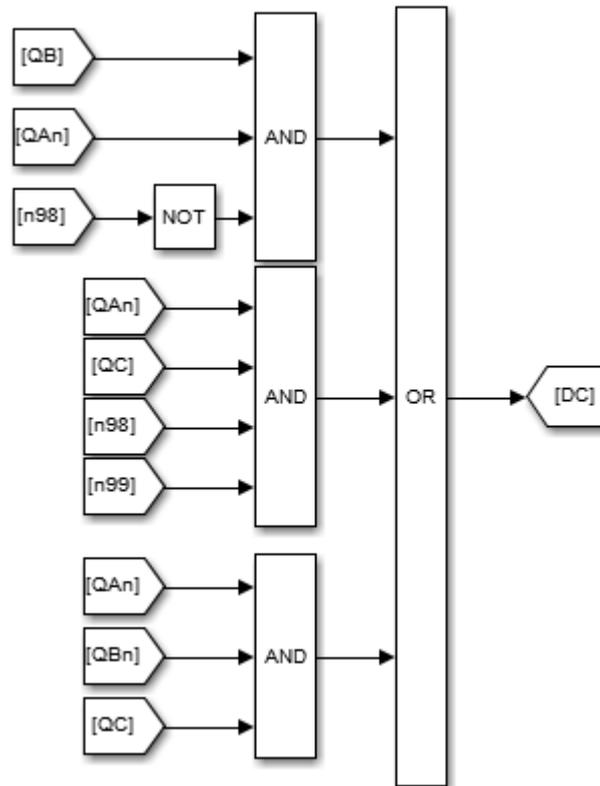
$$DA = ((\overline{QB}) * (\overline{QC}) * (98)) + ((\overline{QC}) * (QA) * (98) * (\overline{99})) + ((\overline{QC}) * (QB) * (\overline{98}) * (99)) \quad (3.4)$$



**Figura 3.20: Función *DB***

La Figura 3.20 muestra las operaciones lógicas para obtener la Función *DB*.

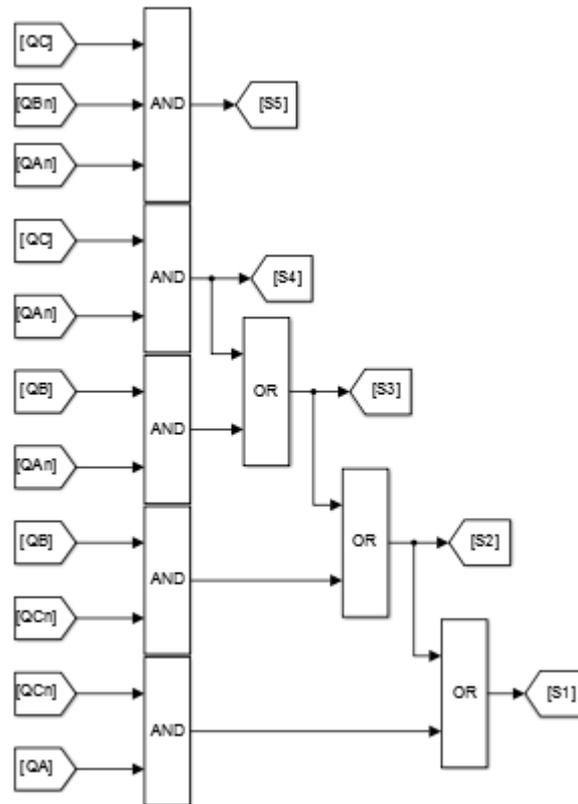
$$\begin{aligned}
 DB = & ((\overline{QC}) * (QB) * (98)) + ((\overline{QC}) * (QA) * (98)) + ((\overline{QC}) * (QB) * (\overline{98}) * (\overline{99})) \\
 & + ((QB) * (\overline{QA}) * (\overline{98})) + ((QC) * (\overline{QA}) * (\overline{98}) \\
 & * (99))
 \end{aligned} \tag{3.5}$$



**Figura 3.21: Función  $DC$**

La Figura 3.21 muestra las operaciones lógicas para obtener la Función  $DC$ .

$$\begin{aligned}
 DC = & ((QB) * (\overline{QA}) * (98)) + ((\overline{QA}) * (QC) * (\overline{98}) * (\overline{99})) \\
 & + ((\overline{QA}) * (\overline{QB}) * (QC)) \quad (3.6)
 \end{aligned}$$



**Figura 3.22: Adaptación de señales de 3 bits a 5 bits**

La Figura 3.22 muestra una adaptación de señales creada en la lógica de programación para el ingreso de los pasos de capacitores, la adaptación es de 3 a 5 bits.

Las ecuaciones para las salidas a los interruptores de ingreso a los capacitores, son los siguientes:

$$S_5 = QC * \overline{QB} * \overline{QA} \quad (3.7)$$

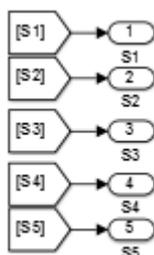
$$S_4 = QC * \overline{QA} \quad (3.8)$$

$$S_3 = S4 + QB * \overline{QA} \quad (3.9)$$

$$S_2 = S_3 + QB + \overline{QC} \quad (3.10)$$

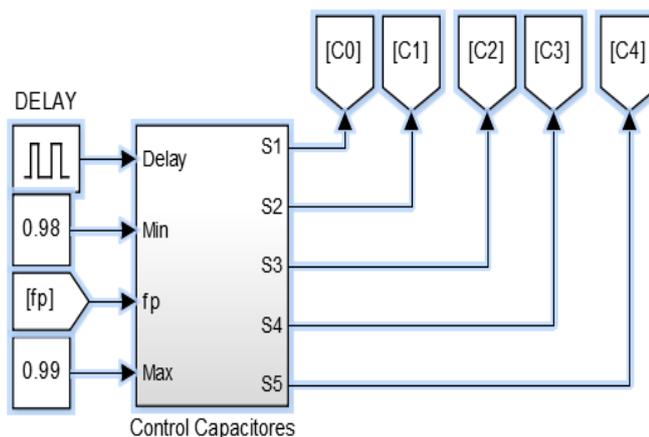
$$S_1 = S_2 + QA * \overline{QC} \quad (3.11)$$

Las ecuaciones (3.7) a (3.11) mostradas anteriormente, corresponden a la Figura 3.23 que son las salidas que van a controlar los bdisyuntores que ingresan los pasos de capacitores. La Figura 3.23 muestra como queda en Simulink la salida del Controlador de Capacitores.



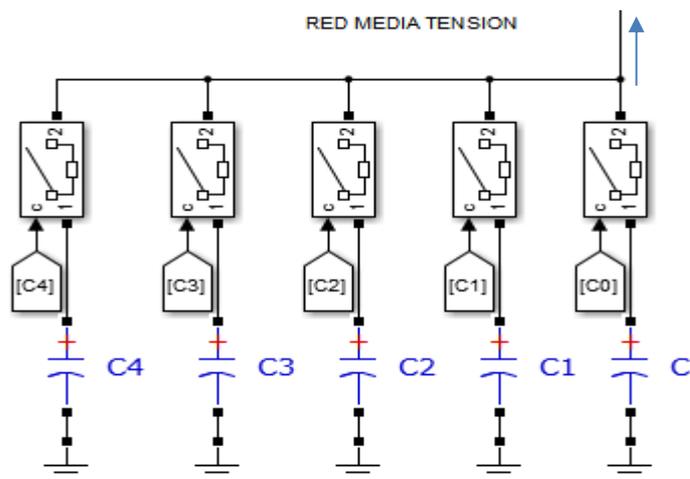
**Figura 3.23: Salida del Controlador de Capacitores**

La salida del Controlador de Capacitores sirven como contactores para energizar capacitores. El esquema de conexión es el que se muestra en la Figura 3.24:



**Figura 3.24: Controlador de Capacitor Desconectables**

La Figura 3.24 muestra el controlador final en Simulink/ Matlab R2012B, donde se muestran las 5 salidas que son los contactos que mandan a energizar los capacitores que entran a la red. También muestra como entradas una onda cuadrada que representa el retardo de tiempo entre capacitores y el rango que se le establece para el factor de potencia.



**Figura 3.25: Conexión de Capacitores en la Red.**

Para el dimensionamiento de los capacitores que se van a instalar en el nodo 73, como se indica en la Figura 3.25 que fue el nodo donde se tuvo la mayor caída de voltaje, donde se tiene que  $fp_{viejo}$  o sin compensar fue de 0.45 y el  $fp_{nuevo}$  o compensado se lo lleva a 0.93. De acuerdo a esto y usando la ecuaciones (2.17),(2.18) y (2.19) se tiene el siguiente cálculo de capacitor.

### 3.5 Cálculo de cada paso de Capacitor.

Haciendo uso de las ecuaciones (2.17), (2.18), (2.19) se tiene que:

- Para hallar los  $Q_{capacitor}$  que va a entregar los 5 capacitores desconectables, la ecuación a usar es la (2.17):

$$Q_{capacitor} = KW * (\tan(\arcsin(fp_{viejo}) - \arcsin(fp_{nuevo})))(KVAR) \quad (2.17)$$

$$Q_{capacitor} = 400 * (\tan(\arcsin(0.45) - \arcsin(0.93)))(KVAR)$$

$$Q_{capacitor} = 2.3940 KVAR$$

- Para obtener la reactancia capacitiva de los 5 capacitores desconectables se usa la ecuación (2.18)

$$X_c = \frac{V^2}{Q_{capacitor}} \quad (2.18)$$

$$X_c = \frac{7967^2}{2393.40}$$

$$X_c = 26.42 \text{ ohms}$$

- Para obtener el valor de la capacitancia total se hace uso de la ecuación (2.19) y se obtiene lo siguiente:

$$C = \frac{1}{w * X_c} \quad (2.19)$$

$$C = \frac{1}{(377) * (26.52)}$$

$$C = 100 \mu F$$

Donde  $C = 100 \mu F$  es el valor total del capacitor a instalarse, pero como se van ir colocando en pasos de uno, cada paso de capacitor tendrá un valor de  $C_{paso} = 20 \mu F$ .

## CAPÍTULO 4

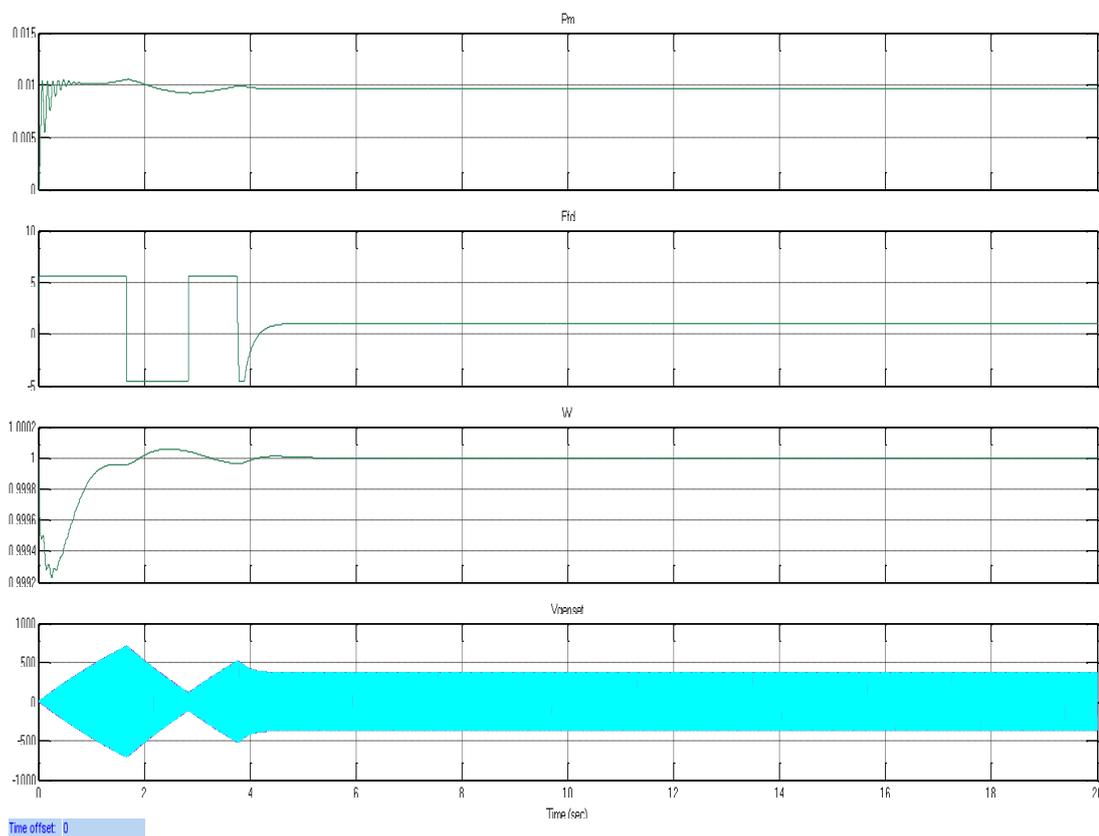
### 4. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

#### 4.1 Flujo de Carga del Sistema Actual.

En esta sección, se muestran los resultados del flujo de potencia con diferentes Tap en el voltaje de envío del transformador. Los resultados mostrados con Tap C o Tap 3 nos indican que el nivel de voltaje se encuentra por debajo de la regulación [3], por lo tanto, se realizó el mismo procedimiento para el Tap 4 o Tap D. Los resultados mostrados se encuentran en el Anexo C, donde se muestran los voltajes en los nodos de media tensión. Dentro de los resultados se observa que las principales caídas de tensión se dan en los siguientes nodos: 84,81,79,77,75,73. Los resultados mostrados para el Tap D están en el Anexo D, donde se muestra que los voltajes en cada nodo del sistema ya no se encuentran por debajo de la normativa.[3], por lo tanto en el análisis actual de la red, podemos concluir que el Tap del transformador de la S/E Ciudad Celeste se encuentra trabajando en 4 o Tap D. Otro punto a tomar en cuenta al momento de analizar los resultados, es que el flujo de potencia, se encuentra realizado para el sistema radial, no anillo por fase. Hay que recalcar que cada cambio de Tap aporta o disminuye con 5/8 en el voltaje de envío. Estos resultados fueron encontrados mediante la herramienta SteadyState/powergui/Simulink/ Matlab R2013B.

#### 4.1 Gráficas de $P_m$ , $E_{fd}$ , $W$ y $V_g$ cuando entra un generador .

A continuación, se observa las gráficas principales que se analizan en el modelamiento del generador.



**Figura 4.1: Resultados de principales variables de salida de un generador al momento de ingresar a la red.**

En la primera grafica de la Figura 4.1, se muestra la potencia mecánica, a continuación, en el segundo grafico se encuentra el voltaje inducido; en el tercer grafico esta la velocidad del motor, y finalmente se encuentra el voltaje generado en los terminales del generador. Los gráficos mostrados se encuentran dentro de lo esperado, por el motivo de que el comportamiento del sistema es el cual en un principio el motor inyecta la máxima potencia hasta que se estabilice en el ajuste determinado. Mientras que la regulación de voltaje se observa en el segundo gráfico, el cual muestra directamente como se genera el voltaje en el sistema.

## 4.2 Gráficas de Voltaje del Controlador de paso de Capacitores.

Para comprobar el funcionamiento del controlador, se modela un circuito equivalente el cual se encuentra en la Figura 4.2, en este sistema se analiza los voltajes nodales ante la entrada de capacitores.

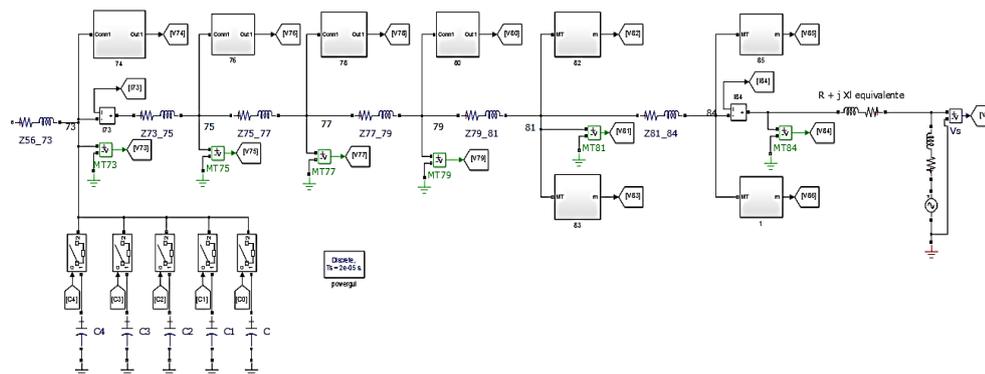


Figura 4.2: Circuito equivalente en la Fase C.

En la Figura 4.3 se muestra la entrada de los capacitores con un tiempo de retardo de 1 periodo (1/60) segundos, la simulación se da por 8 periodos.

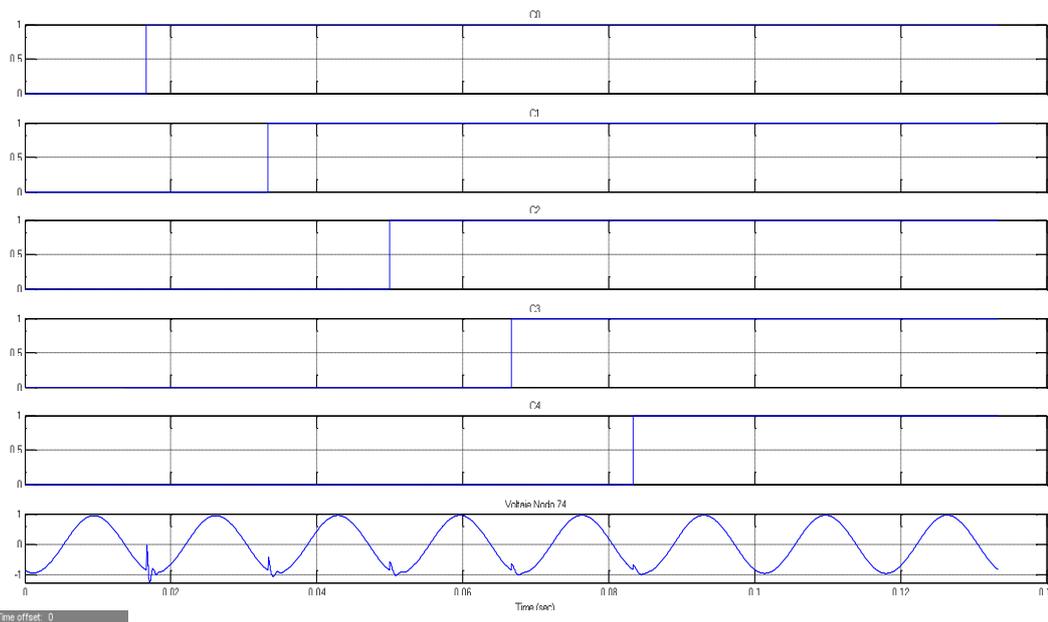


Figura 4.3: Respuestas de la señal de voltaje al momento de entrar los pasos de capacitores

En la Figura 4.3 se observa que el voltaje aumenta cuando entra un capacitor, también se observa que cuando existe la entrada de un capacitor existe un transitorio en el sistema, este transitorio es debido a que no se sabe exactamente en que punto de la onda de voltaje entra el paso de capacitor. La frecuencia de las oscilaciones al momento de la entrada del capacitor son del orden de los KHz. En la misma Figura 4.3 se observa también ondas cuadradas que indican justamente el momento que entran cada paso de capacitor a la red.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Mediante el controlador de pasos de capacitores, se logró aumentar el voltaje en el nodo 73 dado que era el nodo donde más caída se tenía, y con ello se disminuyeron las pérdidas en las líneas vecinas de la red.

Al momento de existir un corte de energía en la subestación principal, entran los 2 generadores a suplir la carga, estos generadores son sincronizados mediante un tablero de sincronización. Estos generadores son colocados a la entrada de la ciudadela a través de una línea nueva.

Los controladores tanto de capacitores como de sincronización de generadores, son aplicables a cualquier nodo de la red, en caso de capacitores se los coloca donde se tenga la mayor caída de voltaje y los generadores se los ubica en un lugar tal que alimente casi la mayor parte de la ciudadela.

Cada vez que entra un paso de capacitor, este lo hace luego de 1 segundo, en caso de que existan eventos eléctricos muy rápidos, este no logrará compensarlos.

Revisar las hojas de datos de capacitores y del controlador a usar en caso de que no exista compatibilidad en el mismo, revisar algún otro controlador que se adapte a esos capacitores. Es aconsejable verificar la comunicación entre la computadora y el servidor de simulador de tiempo real OPAL RT.

Es necesario realizar una discretización para cada elemento de la red modelada, hay que recordar que los modelos de las maquinas eléctricas discretizados con método trapezoidal no tienen una perfecta onda en la salida de los terminales.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. Duncan Glover, S. S. Mulukutla, and Overbye Thomas J., *Power System Analysis And Design*, 5ta ed. Illinois. 2008.
- [2] H. W. B. Roger C. Dugan, Mark. McGranaghan, Surya Santoso, *Electrical Power Systems Quality , Second Edition*, 2da ed. U.S.A., 2012
- [3] ARCONEL, "CONELEC-CalidadDeServicio.pdf." Ecuador, 2008.
- [4] "RE CNEL-Esmeraldas Kilómetros E . E . Quito," p. 2012, 2012.
- [5] S. Domingo, S. Elena, L. Ríos, and G. Ríos, "Manual de uso del geoportal del Cnel ep," Ecuador, 2014, pp. 1–26..
- [6] F. Use, "SimPowerSystems For Use with Simulink." U.S.A, 2012
- [7] M. A. Arellano and I. Nivel, "MATLAB y Simulink para Ingeniería." U.S.A, 2012
- [8] "Select Calculations in Electric Power-Allen and Steven.pdf."
- [9] R. Natarajan, "*Power System Capacitors*".London, 2005.
- [10] E. D. Generator and D. E. Controls, "Emergency Diesel Generator Diesel Engine Controls and Governing 8.0," pp. 1–38.
- [11] IEEE Power Engineering Society, *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*, vol. 2005, no. April. 2006.
- [12] A. J. Wood, *Copyrighted Materials "POWER GENERATION , OPERATION , AND CONTROL"*. 2da ed. U.S.A., 1994.
- [13] L. Somer, "P625-1," vol. 2215, no. 8378, United Kingdom, 1990 pp. 2–5..
- [14] E. Development, P. Generation, E. Society, and Pes, *IEEE Standard Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines*, vol. 2014, no. April. 2014.
- [15] "Grid-Connected System," 1999.

- [16] B. Villacís and D. Carrillo, “Estadística Demográfica en el Ecuador: Diagnóstico y Propuestas,” *Inec*, p. 86, 2011.
- [17] L. Somer, “P625-1,” vol. 2215, no. 8378, pp. 2–5.
- [18] Schneider, “Varlogic NR6, NR12.”
- [19] S. M. Hietpas, M. Naden, and S. Member, “Automatic Voltage Regulator Using an AC Voltage – Voltage Converter,” vol. 36, no. 1, pp. 33–38, 2000.
- [20] M. M. Mano, *DISEÑO DIGITAL*.
- [21] AEFIEC, “PROBLEMAS RESUELTOS - SISTEMAS DIGITALES I,” vol. REV. ING CÉSAR MARTÍN.

## ANEXOS

### Anexo A: Resultados de los datos de las líneas

NS	NR	km	Fase	Conductor	R/km	R ( $\Omega$ )	L/km	L(H)
0	1	0,5000	ABC	ACSR-15kV	0,926	0,3731	0,000277	0,00013850
1	2	0,0700	ABC	CU-2-15kV	0,926	0,0528	0,000189	0,00001323
2	3	0,0200	ABC	CU-2-15kV	0,926	0,0151	0,000189	0,00000378
3	4	0,0200	ABC	CU-2-15kV	0,926	0,0151	0,000189	0,00000378
3	53	0,1500	ABC	CU-2-15kV	0,926	0,1132	0,000189	0,00002835
4	5	0,0100	A	CU-2-15kV	0,926	0,0075	0,000377	0,00000377
4	6	0,0900	ABC	CU-2-15kV	0,926	0,0679	0,000189	0,00001701
6	8	0,0900	A	CU-2-15kV	0,926	0,0679	0,000377	0,00003393
6	7	0,0300	ABC	CU-2-15kV	0,926	0,0226	0,000189	0,00000567
7	10	0,0200	ABC	CU-2-15kV	0,926	0,0151	0,000189	0,00000378
7	21	0,0100	A	CU-2-15kV	0,926	0,0075	0,000377	0,00000377
10	11	0,0100	B	CU-2-15kV	0,926	0,0075	0,000377	0,00000377
10	19	0,0300	C	CU-2-15kV	0,926	0,0226	0,000377	0,00001131
11	12	0,0300	B	CU-2-15kV	0,926	0,0226	0,000377	0,00001131
11	13	0,0400	B	CU-2-15kV	0,926	0,0302	0,000377	0,00001508
19	43	0,1100	C	CU-2-15kV	0,926	0,0830	0,000377	0,00004147
19	20	0,0100	C	CU-2-15kV	0,926	0,0075	0,000377	0,00000377
43	44	0,0200	C	CU-2-15kV	0,926	0,0151	0,000377	0,00000754
43	45	0,0040	C	CU-2-15kV	0,926	0,0030	0,000377	0,00000152
43	41	0,1009	C	CU-2-15kV	0,926	0,0761	0,000377	0,00003804
41	42	0,0069	C	CU-2-15kV	0,926	0,0052	0,000377	0,00000260
41	17	0,0435	C	CU-2-15kV	0,926	0,0328	0,000377	0,00001640
41	38	0,0982	C	CU-2-15kV	0,926	0,0741	0,000377	0,00003702
38	40	0,0053	C	CU-2-15kV	0,926	0,0040	0,000377	0,00000199
38	39	0,0157	C	CU-2-15kV	0,926	0,0118	0,000377	0,00000592
38	34	0,1433	C	CU-2-15kV	0,926	0,1081	0,000377	0,00005402
34	35	0,0136	C	CU-2-15kV	0,926	0,0103	0,000377	0,00000513
34	36	0,0040	C	CU-2-15kV	0,926	0,0030	0,000377	0,00000152
34	32	0,1065	C	CU-2-15kV	0,926	0,0804	0,000377	0,00004015
32	33	0,0030	B	CU-2-15kV	0,926	0,0022	0,000377	0,00000112
32	31	0,0088	BC	CU-2-15kV	0,926	0,0067	0,000377	0,00000333

13	16	0,0817	B	CU-2-15kV	0,926	0,0617	0,000377	0,00003080
13	14	0,0228	B	CU-2-15kV	0,926	0,0172	0,000377	0,00000860
13	15	0,0100	B	CU-2-15kV	0,926	0,0075	0,000377	0,00000377
16	18	0,0239	C	CU-2-15kV	0,926	0,0180	0,000377	0,00000901
16	22	0,1084	C	CU-2-15kV	0,926	0,0818	0,000377	0,00004087
22	23	0,0032	C	CU-2-15kV	0,926	0,0024	0,000377	0,00000122
22	24	0,0125	C	CU-2-15kV	0,926	0,0094	0,000377	0,00000471
22	25	0,0895	C	CU-2-15kV	0,926	0,0675	0,000377	0,00003374
25	26	0,0228	B	CU-2-15kV	0,926	0,0172	0,000377	0,00000860
25	27	0,0708	B	CU-2-15kV	0,926	0,0534	0,000377	0,00002669
27	28	0,0046	B	CU-2-15kV	0,926	0,0035	0,000377	0,00000173
27	29	0,0110	B	CU-2-15kV	0,926	0,0083	0,000377	0,00000415
29	30	0,0032	B	CU-2-15kV	0,926	0,0024	0,000377	0,00000122
29	31	0,0592	B	CU-2-15kV	0,926	0,0447	0,000377	0,00002232
31	69	0,0771	BC	CU-2-15kV	0,926	0,0582	0,000377	0,00002907
69	70	0,0041	B	CU-2-15kV	0,926	0,0031	0,000377	0,00000154
53	54	0,0235	ABC	CU-2-15kV	0,926	0,0177	0,000189	0,00000444
53	51	0,0653	ABC	CU-2-15kV	0,926	0,0493	0,000189	0,00001234
51	52	0,0208	ABC	CU-2-15kV	0,926	0,0157	0,000189	0,00000393
51	49	0,0359	A	CU-2-15kV	0,926	0,0271	0,000377	0,00001353
49	50	0,0030	A	CU-2-15kV	0,926	0,0023	0,000377	0,00000113
49	48	0,0654	A	CU-2-15kV	0,926	0,0494	0,000377	0,00002466
8	9	0,0209	A	CU-2-15kV	0,926	0,0158	0,000377	0,00000788
8	46	0,1757	A	CU-2-15kV	0,926	0,1326	0,000377	0,00006624
46	47	0,0036	A	CU-2-15kV	0,926	0,0027	0,000377	0,00000136
46	48	0,1079	A	CU-2-15kV	0,926	0,0814	0,000377	0,00004068
48	71	0,1180	A	CU-2-15kV	0,926	0,0891	0,000377	0,00004449
71	72	0,0162	A	CU-2-15kV	0,926	0,0122	0,000377	0,00000611
71	69	0,0596	A	CU-2-15kV	0,926	0,0450	0,000377	0,00002247
69	67	0,0214	ABC	CU-2-15kV	0,926	0,0162	0,000189	0,00000404
67	68	0,0031	B	CU-2-15kV	0,926	0,0023	0,000377	0,00000117
67	66	0,0110	ABC	CU-2-15kV	0,926	0,0083	0,000189	0,00000208
66	84	0,0962	AC	CU-2-15kV	0,926	0,0726	0,000377	0,00003627
66	63	0,0408	B	CU-2-15kV	0,926	0,0308	0,000377	0,00001538
63	64	0,0143	B	CU-2-15kV	0,926	0,0108	0,000377	0,00000539
63	65	0,0034	B	CU-2-15kV	0,926	0,0026	0,000377	0,00000128
63	60	0,0736	B	CU-2-15kV	0,926	0,0555	0,000377	0,00002775
60	61	0,0033	B	CU-2-15kV	0,926	0,0025	0,000377	0,00000123
60	62	0,0136	B	CU-2-15kV	0,926	0,0103	0,000377	0,00000513

60	37	0,0474	B	CU-2-15kV	0,926	0,0358	0,000377	0,00001787
37	87	0,0129	B	CU-2-15kV	0,926	0,0097	0,000377	0,00000486
37	57	0,0777	B	CU-2-15kV	0,926	0,0586	0,000377	0,00002929
57	58	0,0134	B	CU-2-15kV	0,926	0,0101	0,000377	0,00000505
57	59	0,0022	B	CU-2-15kV	0,926	0,0016	0,000377	0,00000081
57	56	0,0971	B	CU-2-15kV	0,926	0,0733	0,000377	0,00003661
54	55	0,0029	A	CU-2-15kV	0,926	0,0022	0,000377	0,00000109
54	56	0,0095	ABC	CU-2-15kV	0,926	0,0072	0,000189	0,00000180
56	73	0,0266	C	CU-2-15kV	0,926	0,0200	0,000377	0,00001001
73	74	0,0150	C	CU-2-15kV	0,926	0,0113	0,000377	0,00000566
73	75	0,0770	C	CU-2-15kV	0,926	0,0581	0,000377	0,00002903
75	76	0,0158	C	CU-2-15kV	0,926	0,0119	0,000377	0,00000596
75	77	0,0373	C	CU-2-15kV	0,926	0,0281	0,000377	0,00001406
77	78	0,0030	C	CU-2-15kV	0,926	0,0023	0,000377	0,00000113
77	79	0,0372	C	CU-2-15kV	0,926	0,0281	0,000377	0,00001402
79	80	0,0150	C	CU-2-15kV	0,926	0,0113	0,000377	0,00000566
79	81	0,0898	C	CU-2-15kV	0,926	0,0678	0,000377	0,00003385
81	82	0,0151	C	CU-2-15kV	0,926	0,0114	0,000377	0,00000569
81	83	0,0028	C	CU-2-15kV	0,926	0,0021	0,000377	0,00000104
81	84	0,0737	C	CU-2-15kV	0,926	0,0556	0,000377	0,00002778
84	85	0,0265	C	CU-2-15kV	0,926	0,0200	0,000377	0,00000999
84	86	0,0069	C	CU-2-15kV	0,926	0,0052	0,000377	0,00000259

### Anexo B: Resultados de parámetros de cada transformador

Nodo	kVA	Fase	Rprim( $\Omega$ )	Lprim(H)	Rsec( $\Omega$ )	Lsec(H)	Rm( $\Omega$ )	Lm(H)	Casas
2	25,0	A	13,43	0,0092	0,01332	0,000009	590	3,87	1
12	25,0	A	13,43	0,0092	0,01332	0,000009	590	3,87	5
4	37,5	A	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	5
5	37,5	A	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	0
9	37,5	A	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	12
21	37,5	A	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	9
47	37,5	A	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	7
50	37,5	A	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	12
55	37,5	A	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	15
71	37,5	A	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	12
72	37,5	A	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	10
52	75,0	ABC	23,67	0,005	0,00805	0,000008	500	3,45	3
64	25,0	B	13,43	0,0092	0,01332	0,000009	590	3,87	6

65	25,0	B	13,43	0,0092	0,01332	0,000009	590	3,87	4
14	37,5	B	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	10
15	37,5	B	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	7
18	37,5	B	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	8
23	37,5	B	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	11
24	37,5	B	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	12
26	37,5	B	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	9
28	37,5	B	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	9
30	37,5	B	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	9
33	37,5	B	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	8
58	37,5	B	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	12
59	37,5	B	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	1
61	37,5	B	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	9
62	37,5	B	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	8
68	37,5	B	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	3
70	37,5	B	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	0
87	37,5	B	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	7
42	25,0	C	13,43	0,0092	0,01332	0,000009	590	3,87	0
86	25,0	C	13,43	0,0092	0,01332	0,000009	590	3,87	7
17	37,5	C	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	11
20	37,5	C	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	8
35	37,5	C	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	7
36	37,5	C	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	8
39	37,5	C	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	11
40	37,5	C	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	10
44	37,5	C	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	10
74	37,5	C	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	9
76	37,5	C	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	7
78	37,5	C	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	12
80	37,5	C	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	5
82	37,5	C	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	9
83	37,5	C	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	8
85	37,5	C	8,33	0,005	0,00826	0,000005	460	0,46	8
45	50,0	C	5,95	0,00864	0,0059	0,0000086	267	0,47	10

**Anexo C: Resultados de los voltajes en los distintos nodos del sistema cuando el transformador se encuentra en el TAP C.**

Nodo	Voltaje	Angle	Fase	Voltaje pu
84	7460,28	-115,71	C	0,938
81	7455,52	-115,66	C	0,937
8	7773,36	1,58	A	0,977
79	7452,34	-115,63	C	0,937
77	7449,97	-115,6	C	0,937
75	7448,38	-115,59	C	0,937
73	7446,74	-115,57	C	0,936
71	7746,27	1,9	A	0,974
7	7775,69	1,56	A	0,978
69	7585,43	123,15	B	0,954
69	7746,27	1,9	A	0,974
67	7586,23	123,14	B	0,954
66	7586,85	123,13	B	0,954
63	7589,51	123,11	B	0,954
60	7596,03	123,06	B	0,955
6	7776,27	1,56	A	0,978
57	7614,28	122,9	B	0,957
56	7633,53	122,73	B	0,960
51	7756,8	1,8	A	0,975
49	7754,41	1,82	A	0,975
48	7751,5	1,85	A	0,975
46	7771,91	1,6	A	0,977
43	7594,53	-116,98	C	0,955
41	7565,73	-116,71	C	0,951
4	7781,45	1,49	A	0,978
38	7541,12	-116,48	C	0,948
37	7602,3	123	B	0,956
34	7511,56	-116,2	C	0,944
32	7583,57	123,17	B	0,954
31	7608,13	122,97	B	0,957
29	7608,13	122,97	B	0,957

27	7608,37	122,96	B	0,957
25	7611,45	122,93	B	0,957
22	7617,3	122,87	B	0,958
19	7631,57	-117,3	C	0,960
16	7629,13	122,76	B	0,959
13	7639,85	122,65	B	0,961
11	7646,86	122,58	B	0,961
10	7648,73	122,56	B	0,962
54	7763,51	1,72	A	0,976
54	7635,19	122,71	B	0,960
54	7682,44	-117,8	C	0,966
53	7763,96	1,71	A	0,976
53	7639,28	122,67	B	0,961
53	7682,44	-117,8	C	0,966
3	7783,37	1,47	A	0,979
3	7673,25	122,29	B	0,965
3	7690,05	-117,9	C	0,967
2	7787,89	1,42	A	0,979
2	7681,09	122,2	B	0,966
2	7697,47	-117,98	C	0,968
1	7804,59	1,22	A	0,981
1	7708,68	121,9	B	0,969
1	7723,56	-118,26	C	0,971
6	7634,87	122,73	B	0,960
6	7755,71	1,81	A	0,975
6	7678,08	-117,74	C	0,965
S	7953,11	120	A	1,000
S	7953,11	0	B	1,000
S	7953,11	-120	C	1,000

**Anexo D: Resultados de los voltajes en los distintos nodos del sistema  
cuando el transformador se encuentra en el TAP D**

Nodo	Voltaje	Angle	Fase	Voltage pu
84	12.122,95	-115,71	C	1,52
81	12.115,22	-115,66	C	1,52
8	12.631,71	1,58	A	1,59
79	12.110,06	-115,63	C	1,52
77	12.106,20	-115,60	C	1,52
75	12.103,61	-115,59	C	1,52
73	12.100,95	-115,57	C	1,52
71	12.587,70	1,90	A	1,58
7	12.635,50	1,56	A	1,59
69	12.326,33	123,15	B	1,55
69	12.587,70	1,90	A	1,58
67	12.327,63	123,14	B	1,55
66	12.328,63	123,13	B	1,55
63	12.332,95	123,11	B	1,55
60	12.343,55	123,06	B	1,55
6	12.636,44	1,56	A	1,59
57	12.373,20	122,90	B	1,56
56	12.404,48	122,73	B	1,56
51	12.604,79	1,80	A	1,58
49	12.600,91	1,82	A	1,58
48	12.596,19	1,85	A	1,58
46	12.629,35	1,60	A	1,59
43	12.341,11	-116,98	C	1,55
41	12.294,31	-116,71	C	1,55
4	12.644,86	1,49	A	1,59
38	12.254,31	-116,48	C	1,54
37	12.353,74	123,00	B	1,55
34	12.206,28	-116,20	C	1,53
32	12.323,30	123,17	B	1,55
31	12.363,21	122,97	B	1,55
29	12.363,21	122,97	B	1,55
27	12.363,60	122,96	B	1,55

25	12.368,61	122,93	B	1,56
22	12.378,11	122,87	B	1,56
19	12.401,31	-117,30	C	1,56
16	12.397,33	122,76	B	1,56
13	12.414,75	122,65	B	1,56
11	12.426,14	122,58	B	1,56
10	12.429,18	122,56	B	1,56
54	12.615,70	1,72	A	1,59
54	12.407,18	122,71	B	1,56
54	12.483,97	-117,80	C	1,57
53	12.616,43	1,71	A	1,59
53	12.413,82	122,67	B	1,56
53	12.483,97	-117,80	C	1,57
3	12.647,98	1,47	A	1,59
3	12.469,03	122,29	B	1,57
3	12.496,33	-117,90	C	1,57
2	12.655,33	1,42	A	1,59
2	12.481,78	122,20	B	1,57
2	12.508,39	-117,98	C	1,57
1	12.682,47	1,22	A	1,59
1	12.526,61	121,90	B	1,58
1	12.550,78	-118,26	C	1,58
6	12.406,67	122,73	B	1,56
6	12.603,03	1,81	A	1,58
6	12.476,89	-117,74	C	1,57
S	12.923,81	120,00	A	1,63
S	12.923,81	0	B	1,63
S	12.923,81	-120,00	C	1,63

## Anexo E: Código de programación en Matlab para los distintos elementos del sistema

```

% Autor: Alumnos materia integradora Sistemas de potencia termino I - 2016
% Tutor: Ph.D Sixifo Falcones.
% Fecha Inicio: 27/05/2016; 10/06/2016
% Ultima modificacion:
%         01/07/2016 - Se ingreso parametros de lineas
%         04/07/2016 - Se ingreso datos de trafo
%         08/07/2016 - Se modelo la carga
%         12/07/2016 - Se logro que simule
%         13/07/2016 - Se ingresa la Carga Variable
%         14/07/2016 - Se ingreso la Carga a 60% de kVA instalados
%         31/08/2016 - Se concluyo control discretizado de ingreso de capacitores
%         01/09/2016 - Se encapsulo en subsistemas los transformadores.
%         02/09/2016 - Se coloco los equipos de medición para cada carga.
%         04/09/2016 - Se probo a lazo abierto el control de generador y luego se
%                     cerro lazo, análisis de comportamiento
%         12/09/2016 - Se une el sistema PV, Gen, C
% Descripcion: Caso de estudio Cdla. Ciudad Celeste - La Marina
%%%%%%%%%%%%%%
% Input Data File
%%%%%%%%%%%%%%
clc
cd('C:\Users\Estudiante\Desktop\OPAL\Diaz\models\Marina');
[Zt, ~] = xlsread('Data', 'Trafo');
%Datos de Lineas de Distribucion
[L, ~] = xlsread('Data', 'Line');
%Datos de Subestacion
[T, ~] = xlsread('Data', 'Sub');
%Datos de Subestacion
[Ld, ~] = xlsread('Data', 'Load2');
%Datos de Subestacion
[CTa, ~] = xlsread('Data', 'Curva');
[Ld1, ~] = xlsread('Data', 'LoadPV');
%Datos Potencia Solar
[PotSol, ~] = xlsread('Data', 'PerfilPotenciaSolar');
%%%%%%%%%%%%%%
%Datos generales
%%%%%%%%%%%%%%
%Tiempo de discretizacion
tds=20e-6;
% Frecuencia del sistema
f=T(3,1);
% Voltaje de la fuente
VH1=(T(1,1)/1.73)*1.41;
% Voltaje de envio en fuente
tap=3;%Tap 1,2,3,4,5
switch tap

```

```

case 1
  VH=VH1*(1-(2*5/8));
case 2
  VH=VH1*(1-(5/8));
case 3
  VH=VH1*1;
case 4
  VH=VH1*(1+(5/8));
case 5
  VH=VH1*(1+(2*5/8));
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Parametros de Lineas
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Resistencias ohm/km
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
R0_1=L(1,7);
R1_2=L(2,7);
R2_3=L(3,7);
R3_4=L(4,7);
R3_5=L(5,7);
R4_5=L(6,7);
R4_6=L(7,7);
R6_8=L(8,7);
R6_7=L(9,7);
R7_10=L(10,7);
R7_21=L(11,7);
R10_11=L(12,7);
R10_19=L(13,7);
R11_12=L(14,7);
R11_13=L(15,7);
R19_43=L(16,7);
R19_20=L(17,7);
R43_44=L(18,7);
R43_45=L(19,7);
R43_41=L(20,7);
R41_42=L(21,7);
R41_17=L(22,7);
R41_38=L(23,7);
R38_40=L(24,7);
R38_39=L(25,7);
R38_34=L(26,7);
R34_35=L(27,7);
R34_36=L(28,7);
R34_32=L(29,7);
R32_33=L(30,7);
R32_31=L(31,7);
R13_16=L(32,7);
R13_14=L(33,7);
R13_15=L(34,7);
R16_18=L(35,7);
R16_22=L(36,7);
R22_23=L(37,7);
R22_24=L(38,7);
R22_25=L(39,7);

```

R25\_26=L(40,7);  
 R25\_27=L(41,7);  
 R27\_28=L(42,7);  
 R27\_29=L(43,7);  
 R29\_30=L(44,7);  
 R29\_31=L(45,7);  
 R31\_69=L(46,7);  
 R69\_70=L(47,7);  
 R53\_54=L(48,7);  
 R53\_51=L(49,7);  
 R51\_52=L(50,7);  
 R51\_49=L(51,7);  
 R49\_50=L(52,7);  
 R49\_48=L(53,7);  
 R8\_9=L(54,7);  
 R8\_46=L(55,7);  
 R46\_47=L(56,7);  
 R46\_48=L(57,7);  
 R48\_71=L(58,7);  
 R71\_72=L(59,7);  
 R71\_69=L(60,7);  
 R69\_67=L(61,7);  
 R67\_68=L(62,7);  
 R67\_66=L(63,7);  
 R66\_84=L(64,7);  
 R66\_63=L(65,7);  
 R63\_64=L(66,7);  
 R63\_65=L(67,7);  
 R63\_60=L(68,7);  
 R60\_61=L(69,7);  
 R60\_62=L(70,7);  
 R60\_37=L(71,7);  
 R37\_87=L(72,7);  
 R37\_57=L(73,7);  
 R57\_58=L(74,7);  
 R57\_59=L(75,7);  
 R57\_56=L(76,7);  
 R54\_55=L(77,7);  
 R54\_56=L(78,7);  
 R56\_73=L(79,7);  
 R73\_74=L(80,7);  
 R73\_75=L(81,7);  
 R75\_76=L(82,7);  
 R75\_77=L(83,7);  
 R77\_78=L(84,7);  
 R77\_79=L(85,7);  
 R79\_80=L(86,7);  
 R79\_81=L(87,7);  
 R81\_82=L(88,7);  
 R81\_83=L(89,7);  
 R81\_84=L(90,7);  
 R84\_85=L(91,7);  
 R84\_86=L(92,7);  
 %%%%%%%%%%%%%%%  
 % Inductancias - henrios/km

%%%%%%%%%

L0\_1=L(1,9);  
L1\_2=L(2,9);  
L2\_3=L(3,9);  
L3\_4=L(4,9);  
L3\_53=L(5,9);  
L4\_5=L(6,9);  
L4\_6=L(7,9);  
L6\_8=L(8,9);  
L6\_7=L(9,9);  
L7\_10=L(10,9);  
L7\_21=L(11,9);  
L10\_11=L(12,9);  
L10\_19=L(13,9);  
L11\_12=L(14,9);  
L11\_13=L(15,9);  
L19\_43=L(16,9);  
L19\_20=L(17,9);  
L43\_44=L(18,9);  
L43\_45=L(19,9);  
L43\_41=L(20,9);  
L41\_42=L(21,9);  
L41\_17=L(22,9);  
L41\_38=L(23,9);  
L38\_40=L(24,9);  
L38\_39=L(25,9);  
L38\_34=L(26,9);  
L34\_35=L(27,9);  
L34\_36=L(28,9);  
L34\_32=L(29,9);  
L32\_33=L(30,9);  
L32\_31=L(31,9);  
L13\_16=L(32,9);  
L13\_14=L(33,9);  
L13\_15=L(34,9);  
L16\_18=L(35,9);  
L16\_22=L(36,9);  
L22\_23=L(37,9);  
L22\_24=L(38,9);  
L22\_25=L(39,9);  
L25\_26=L(40,9);  
L25\_27=L(41,9);  
L27\_28=L(42,9);  
L27\_29=L(43,9);  
L29\_30=L(44,9);  
L29\_31=L(45,9);  
L31\_69=L(46,9);  
L69\_70=L(47,9);  
L53\_54=L(48,9);  
L53\_51=L(49,9);  
L51\_52=L(50,9);  
L51\_49=L(51,9);  
L49\_50=L(52,9);  
L49\_48=L(53,9);  
L8\_9=L(54,9);

```

L8_46=L(55,9);
L46_47=L(56,9);
L46_48=L(57,9);
L48_71=L(58,9);
L71_72=L(59,9);
L71_69=L(60,9);
L69_67=L(61,9);
L67_68=L(62,9);
L67_66=L(63,9);
L66_84=L(64,9);
L66_63=L(65,9);
L63_64=L(66,9);
L63_65=L(67,9);
L63_60=L(68,9);
L60_61=L(69,9);
L60_62=L(70,9);
L60_37=L(71,9);
L37_87=L(72,9);
L37_57=L(73,9);
L57_58=L(74,9);
L57_59=L(75,9);
L57_56=L(76,9);
L54_55=L(77,9);
L54_56=L(78,9);
L56_73=L(79,9);
L73_74=L(80,9);
L73_75=L(81,9);
L75_76=L(82,9);
L75_77=L(83,9);
L77_78=L(84,9);
L77_79=L(85,9);
L79_80=L(86,9);
L79_81=L(87,9);
L81_82=L(88,9);
L81_83=L(89,9);
L81_84=L(90,9);
L84_85=L(91,9);
L84_86=L(92,9);
%%%%%%%%%%
% Parametros de Transformadores
%%%%%%%%%%
%Capacidades de Transformadores KVA
T2=Zt(1,2)*1000;
T12=Zt(2,2)*1000;
T4=Zt(3,2)*1000;
T5=Zt(4,2)*1000;
T9=Zt(5,2)*1000;
T21=Zt(6,2)*1000;
T47=Zt(7,2)*1000;
T50=Zt(8,2)*1000;
T55=Zt(9,2)*1000;
T71=Zt(10,2)*1000;
T72=Zt(11,2)*1000;
T52=Zt(12,2)*1000;
T64=Zt(13,2)*1000;

```

$T65=Zt(14,2)*1000;$   
 $T14=Zt(15,2)*1000;$   
 $T15=Zt(16,2)*1000;$   
 $T18=Zt(17,2)*1000;$   
 $T23=Zt(18,2)*1000;$   
 $T24=Zt(19,2)*1000;$   
 $T26=Zt(20,2)*1000;$   
 $T28=Zt(21,2)*1000;$   
 $T30=Zt(22,2)*1000;$   
 $T33=Zt(23,2)*1000;$   
 $T58=Zt(24,2)*1000;$   
 $T59=Zt(25,2)*1000;$   
 $T61=Zt(26,2)*1000;$   
 $T62=Zt(27,2)*1000;$   
 $T68=Zt(28,2)*1000;$   
 $T70=Zt(29,2)*1000;$   
 $T87=Zt(30,2)*1000;$   
 $T42=Zt(31,2)*1000;$   
 $T86=Zt(32,2)*1000;$   
 $T17=Zt(33,2)*1000;$   
 $T20=Zt(34,2)*1000;$   
 $T35=Zt(35,2)*1000;$   
 $T36=Zt(36,2)*1000;$   
 $T39=Zt(37,2)*1000;$   
 $T40=Zt(38,2)*1000;$   
 $T44=Zt(39,2)*1000;$   
 $T74=Zt(40,2)*1000;$   
 $T76=Zt(41,2)*1000;$   
 $T78=Zt(42,2)*1000;$   
 $T80=Zt(43,2)*1000;$   
 $T82=Zt(44,2)*1000;$   
 $T83=Zt(45,2)*1000;$   
 $T85=Zt(46,2)*1000;$   
 $T45=Zt(47,2)*1000;$

*% Resistencia Primario OHM*

$Rp2=Zt(1,7);$   
 $Rp12=Zt(2,7);$   
 $Rp4=Zt(3,7);$   
 $Rp5=Zt(4,7);$   
 $Rp9=Zt(5,7);$   
 $Rp21=Zt(6,7);$   
 $Rp47=Zt(7,7);$   
 $Rp50=Zt(8,7);$   
 $Rp55=Zt(9,7);$   
 $Rp71=Zt(10,7);$   
 $Rp72=Zt(11,7);$   
 $Rp52=Zt(12,7);$   
 $Rp64=Zt(13,7);$   
 $Rp65=Zt(14,7);$   
 $Rp14=Zt(15,7);$   
 $Rp15=Zt(16,7);$   
 $Rp18=Zt(17,7);$   
 $Rp23=Zt(18,7);$   
 $Rp24=Zt(19,7);$   
 $Rp26=Zt(20,7);$

$Rp28=Zt(21,7);$

$Rp30=Zt(22,7);$

$Rp33=Zt(23,7);$

$Rp58=Zt(24,7);$

$Rp59=Zt(25,7);$

$Rp61=Zt(26,7);$

$Rp62=Zt(27,7);$

$Rp68=Zt(28,7);$

$Rp70=Zt(29,7);$

$Rp87=Zt(30,7);$

$Rp42=Zt(31,7);$

$Rp86=Zt(32,7);$

$Rp17=Zt(33,7);$

$Rp20=Zt(34,7);$

$Rp35=Zt(35,7);$

$Rp36=Zt(36,7);$

$Rp39=Zt(37,7);$

$Rp40=Zt(38,7);$

$Rp44=Zt(39,7);$

$Rp74=Zt(40,7);$

$Rp76=Zt(41,7);$

$Rp78=Zt(42,7);$

$Rp80=Zt(43,7);$

$Rp82=Zt(44,7);$

$Rp83=Zt(45,7);$

$Rp85=Zt(46,7);$

$Rp45=Zt(47,7);$

*% Inductancia Primario en Henrios*

$Lp2=Zt(1,8);$

$Lp12=Zt(2,8);$

$Lp4=Zt(3,8);$

$Lp5=Zt(4,8);$

$Lp9=Zt(5,8);$

$Lp21=Zt(6,8);$

$Lp47=Zt(7,8);$

$Lp50=Zt(8,8);$

$Lp55=Zt(9,8);$

$Lp71=Zt(10,8);$

$Lp72=Zt(11,8);$

$Lp52=Zt(12,8);$

$Lp64=Zt(13,8);$

$Lp65=Zt(14,8);$

$Lp14=Zt(15,8);$

$Lp15=Zt(16,8);$

$Lp18=Zt(17,8);$

$Lp23=Zt(18,8);$

$Lp24=Zt(19,8);$

$Lp26=Zt(20,8);$

$Lp28=Zt(21,8);$

$Lp30=Zt(22,8);$

$Lp33=Zt(23,8);$

$Lp58=Zt(24,8);$

$Lp59=Zt(25,8);$

$Lp61=Zt(26,8);$

$Lp62=Zt(27,8);$

$Lp68=Zt(28,8);$

$Lp70=Zt(29,8);$

$Lp87=Zt(30,8);$

$Lp42=Zt(31,8);$

$Lp86=Zt(32,8);$

$Lp17=Zt(33,8);$

$Lp20=Zt(34,8);$

$Lp35=Zt(35,8);$

$Lp36=Zt(36,8);$

$Lp39=Zt(37,8);$

$Lp40=Zt(38,8);$

$Lp44=Zt(39,8);$

$Lp74=Zt(40,8);$

$Lp76=Zt(41,8);$

$Lp78=Zt(42,8);$

$Lp80=Zt(43,8);$

$Lp82=Zt(44,8);$

$Lp83=Zt(45,8);$

$Lp85=Zt(46,8);$

$Lp45=Zt(47,8);$

*% Resistencia de Secundario - OHM*

$Rs2=Zt(1,9);$

$Rs12=Zt(2,9);$

$Rs4=Zt(3,9);$

$Rs5=Zt(4,9);$

$Rs9=Zt(5,9);$

$Rs21=Zt(6,9);$

$Rs47=Zt(7,9);$

$Rs50=Zt(8,9);$

$Rs55=Zt(9,9);$

$Rs71=Zt(10,9);$

$Rs72=Zt(11,9);$

$Rs52=Zt(12,9);$

$Rs64=Zt(13,9);$

$Rs65=Zt(14,9);$

$Rs14=Zt(15,9);$

$Rs15=Zt(16,9);$

$Rs18=Zt(17,9);$

$Rs23=Zt(18,9);$

$Rs24=Zt(19,9);$

$Rs26=Zt(20,9);$

$Rs28=Zt(21,9);$

$Rs30=Zt(22,9);$

$Rs33=Zt(23,9);$

$Rs58=Zt(24,9);$

$Rs59=Zt(25,9);$

$Rs61=Zt(26,9);$

$Rs62=Zt(27,9);$

$Rs68=Zt(28,9);$

$Rs70=Zt(29,9);$

$Rs87=Zt(30,9);$

$Rs42=Zt(31,9);$

$Rs86=Zt(32,9);$

$Rs17=Zt(33,9);$

$Rs20=Zt(34,9);$

$Rs35=Zt(35,9);$

$Rs36=Zt(36,9);$

$Rs39=Zt(37,9);$

$Rs40=Zt(38,9);$

$Rs44=Zt(39,9);$

$Rs74=Zt(40,9);$

$Rs76=Zt(41,9);$

$Rs78=Zt(42,9);$

$Rs80=Zt(43,9);$

$Rs82=Zt(44,9);$

$Rs83=Zt(45,9);$

$Rs85=Zt(46,9);$

$Rs45=Zt(47,9);$

*% Inductancia Secundario en Henrios*

$Ls2=Zt(1,10);$

$Ls12=Zt(2,10);$

$Ls4=Zt(3,10);$

$Ls5=Zt(4,10);$

$Ls9=Zt(5,10);$

$Ls21=Zt(6,10);$

$Ls47=Zt(7,10);$

$Ls50=Zt(8,10);$

$Ls55=Zt(9,10);$

$Ls71=Zt(10,10);$

$Ls72=Zt(11,10);$

$Ls52=Zt(12,10);$

$Ls64=Zt(13,10);$

$Ls65=Zt(14,10);$

$Ls14=Zt(15,10);$

$Ls15=Zt(16,10);$

$Ls18=Zt(17,10);$

$Ls23=Zt(18,10);$

$Ls24=Zt(19,10);$

$Ls26=Zt(20,10);$

$Ls28=Zt(21,10);$

$Ls30=Zt(22,10);$

$Ls33=Zt(23,10);$

$Ls58=Zt(24,10);$

$Ls59=Zt(25,10);$

$Ls61=Zt(26,10);$

$Ls62=Zt(27,10);$

$Ls68=Zt(28,10);$

$Ls70=Zt(29,10);$

$Ls87=Zt(30,10);$

$Ls42=Zt(31,10);$

$Ls86=Zt(32,10);$

$Ls17=Zt(33,10);$

$Ls20=Zt(34,10);$

$Ls35=Zt(35,10);$

$Ls36=Zt(36,10);$

$Ls39=Zt(37,10);$

$Ls40=Zt(38,10);$

$Ls44=Zt(39,10);$

$Ls74=Zt(40,10);$

$Ls76=Zt(41,10);$

$Ls78=Zt(42,10);$

$Ls80=Zt(43,10);$

$Ls82=Zt(44,10);$

$Ls83=Zt(45,10);$

$Ls85=Zt(46,10);$

$Ls45=Zt(47,10);$

*% Resistencia Magnetizacion - OHM*

$Rm2=Zt(1,11);$

$Rm12=Zt(2,11);$

$Rm4=Zt(3,11);$

$Rm5=Zt(4,11);$

$Rm9=Zt(5,11);$

$Rm21=Zt(6,11);$

$Rm47=Zt(7,11);$

$Rm50=Zt(8,11);$

$Rm55=Zt(9,11);$

$Rm71=Zt(10,11);$

$Rm72=Zt(11,11);$

$Rm52=Zt(12,11);$

$Rm64=Zt(13,11);$

$Rm65=Zt(14,11);$

$Rm14=Zt(15,11);$

$Rm15=Zt(16,11);$

$Rm18=Zt(17,11);$

$Rm23=Zt(18,11);$

$Rm24=Zt(19,11);$

$Rm26=Zt(20,11);$

$Rm28=Zt(21,11);$

$Rm30=Zt(22,11);$

$Rm33=Zt(23,11);$

$Rm58=Zt(24,11);$

$Rm59=Zt(25,11);$

$Rm61=Zt(26,11);$

$Rm62=Zt(27,11);$

$Rm68=Zt(28,11);$

$Rm70=Zt(29,11);$

$Rm87=Zt(30,11);$

$Rm42=Zt(31,11);$

$Rm86=Zt(32,11);$

$Rm17=Zt(33,11);$

$Rm20=Zt(34,11);$

$Rm35=Zt(35,11);$

$Rm36=Zt(36,11);$

$Rm39=Zt(37,11);$

$Rm40=Zt(38,11);$

$Rm44=Zt(39,11);$

$Rm74=Zt(40,11);$

$Rm76=Zt(41,11);$

$Rm78=Zt(42,11);$

$Rm80=Zt(43,11);$

$Rm82=Zt(44,11);$

$Rm83=Zt(45,11);$

$Rm85=Zt(46,11);$

$Rm45=Zt(47,11);$

*%Inductncia de Magnetizacion - Henrios*

```

Lm2=Zt(1,12);
Lm12=Zt(2,12);
Lm4=Zt(3,12);
Lm5=Zt(4,12);
Lm9=Zt(5,12);
Lm21=Zt(6,12);
Lm47=Zt(7,12);
Lm50=Zt(8,12);
Lm55=Zt(9,12);
Lm71=Zt(10,12);
Lm72=Zt(11,12);
Lm52=Zt(12,12);
Lm64=Zt(13,12);
Lm65=Zt(14,12);
Lm14=Zt(15,12);
Lm15=Zt(16,12);
Lm18=Zt(17,12);
Lm23=Zt(18,12);
Lm24=Zt(19,12);
Lm26=Zt(20,12);
Lm28=Zt(21,12);
Lm30=Zt(22,12);
Lm33=Zt(23,12);
Lm58=Zt(24,12);
Lm59=Zt(25,12);
Lm61=Zt(26,12);
Lm62=Zt(27,12);
Lm68=Zt(28,12);
Lm70=Zt(29,12);
Lm87=Zt(30,12);
Lm42=Zt(31,12);
Lm86=Zt(32,12);
Lm17=Zt(33,12);
Lm20=Zt(34,12);
Lm35=Zt(35,12);
Lm36=Zt(36,12);
Lm39=Zt(37,12);
Lm40=Zt(38,12);
Lm44=Zt(39,12);
Lm74=Zt(40,12);
Lm76=Zt(41,12);
Lm78=Zt(42,12);
Lm80=Zt(43,12);
Lm82=Zt(44,12);
Lm83=Zt(45,12);
Lm85=Zt(46,12);
Lm45=Zt(47,12);
%%%%%%%%%%
% Parametros de Carga
%%%%%%%%%%
% Carga Variable
[A,A1]=size(Ld);
[B,B1]=size(CTa);
Carga=zeros(A,B);
k=zeros(A,1);

```

```

t=0.25;%Pasos de tiempo 15min
td=[0:t:95*t];
Lpu=sum(CTa(:,4));
%Encontrar Parametros de k
for i=1:A
    k(i,1)=(24*4*Ld(i,9))/Lpu;
end

for i=1:A
    for j=1:B
        Carga(i,j)=(k(i,1)*CTa(j,4)/10)*1000;
    end
end

Load2=max(Carga(1,:));
Load4=max(Carga(2,:));
Load5=max(Carga(3,:));
Load9=max(Carga(4,:));
Load12=max(Carga(5,:));
Load14=max(Carga(6,:));
Load15=max(Carga(7,:));
Load17=max(Carga(8,:));
Load18=max(Carga(9,:));
Load20=max(Carga(10,:));
Load21=max(Carga(11,:));
Load23=max(Carga(12,:));
Load24=max(Carga(13,:));
Load26=max(Carga(14,:));
Load28=max(Carga(15,:));
Load30=max(Carga(16,:));
Load33=max(Carga(17,:));
Load35=max(Carga(18,:));
Load36=max(Carga(19,:));
Load39=max(Carga(20,:));
Load40=max(Carga(21,:));
Load42=max(Carga(22,:));
Load44=max(Carga(23,:));
Load45=max(Carga(24,:));
Load47=max(Carga(25,:));
Load50=max(Carga(26,:));
Load52=max(Carga(27,:));
Load55=max(Carga(28,:));
Load58=max(Carga(29,:));
Load59=max(Carga(30,:));
Load61=max(Carga(31,:));
Load62=max(Carga(32,:));
Load64=max(Carga(33,:));
Load65=max(Carga(34,:));
Load68=max(Carga(35,:));
Load70=max(Carga(36,:));
Load71=max(Carga(37,:));
Load72=max(Carga(38,:));
Load74=max(Carga(39,:));
Load76=max(Carga(40,:));

```

```

Load78=max(Carga(41,:));
Load80=max(Carga(42,:));
Load82=max(Carga(43,:));
Load83=max(Carga(44,:));
Load85=max(Carga(45,:));
Load86=max(Carga(46,:));
Load87=max(Carga(47,:));
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Carga al 60 % de capacidad del transformador
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
Vs=220;% Voltaje del secundario
Vst=208;% Voltaje trifasico de transformador 52
fp=0.98;%Factor de potencia
p=0.6;%Porcentaje e carga
Carga60=zeros(47,1);
for i=1:47
    Carga60(i,1)=Zt(i,2)*1000*0.6;
end
Z=zeros(47,2);
for i=1:47
    Z(i,1)=(Vs^2/Carga60(i,1))*fp;
    Z(i,2)=((Vs^2/Carga60(i,1))*sin(acos(fp)))/(3.1415926535894*60*2);
    if(i~=12)
        Z(12,1)=(Vst^2/Carga60(i,1))*fp;
        Z(12,2)=((Vst^2/Carga60(i,1))*sin(acos(fp)))/(2*3.1415926535894*60);
    end
end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Carga al 60 % de capacidad del transformador
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
[APv,APv1]=size(Ld1);
[BPv,BPv1]=size(CTa);
CargaPv=zeros(APv,BPv);
k=zeros(APv,1);
t=0.25;%Pasos de tiempo 15min
td=[0:t:95*t];
Lpu=sum(CTa(:,4));
%Encontrar Parametros de k
for i=1:APv
    k(i,1)=(24*4*Ld1(i,9))/Lpu;
end

for i=1:APv
    for j=1:B
        CargaPv(i,j)=(k(i,1)*CTa(j,4)/10)*1000;
    end
end
Load65a=max(CargaPv(1,:));
Load65b=max(CargaPv(2,:));
Load65c=max(CargaPv(3,:));
Load65d=max(CargaPv(4,:));
Load65Na=max(CargaPv(5,:));
Load65Nb=max(CargaPv(6,:));

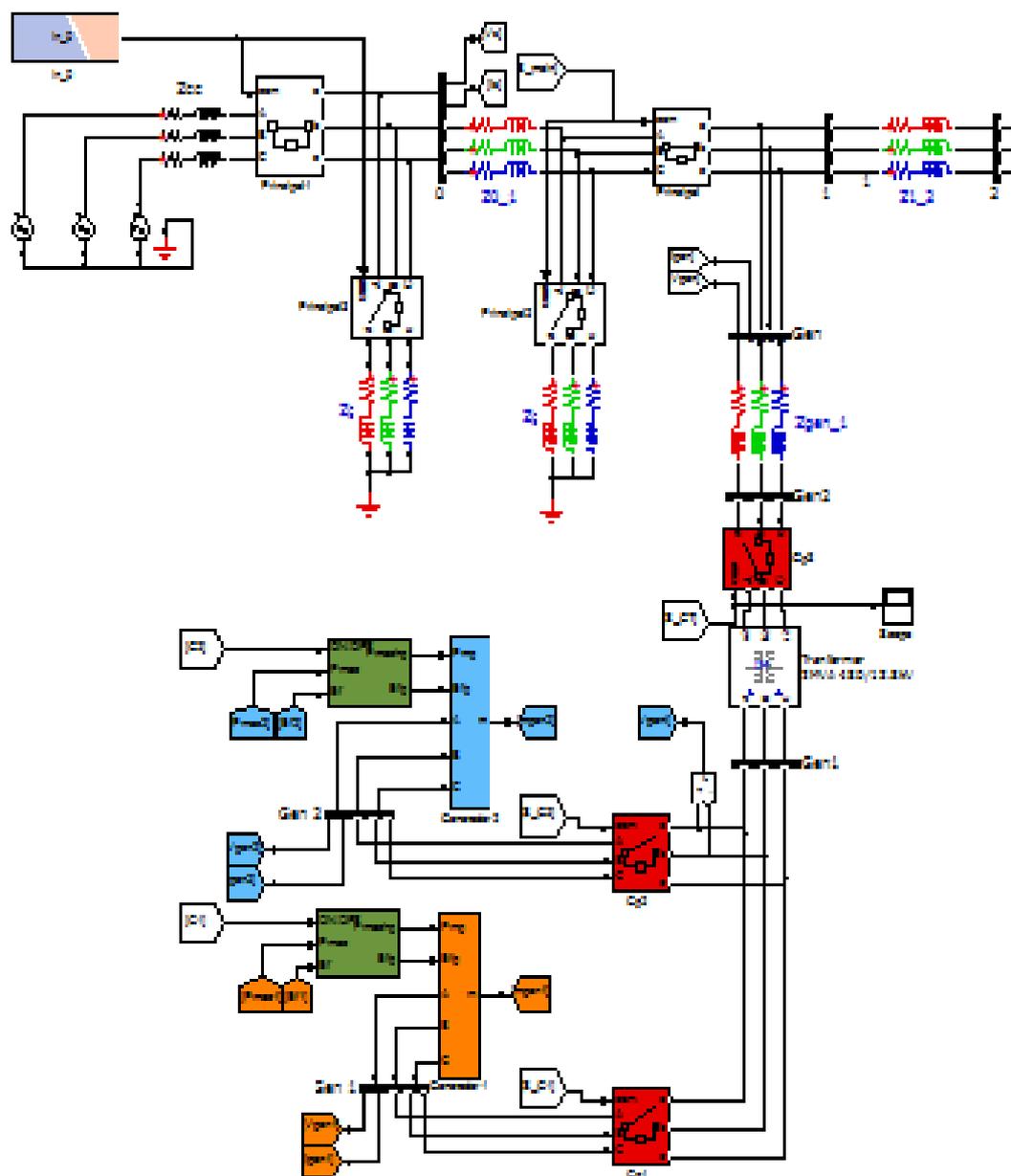
```

```

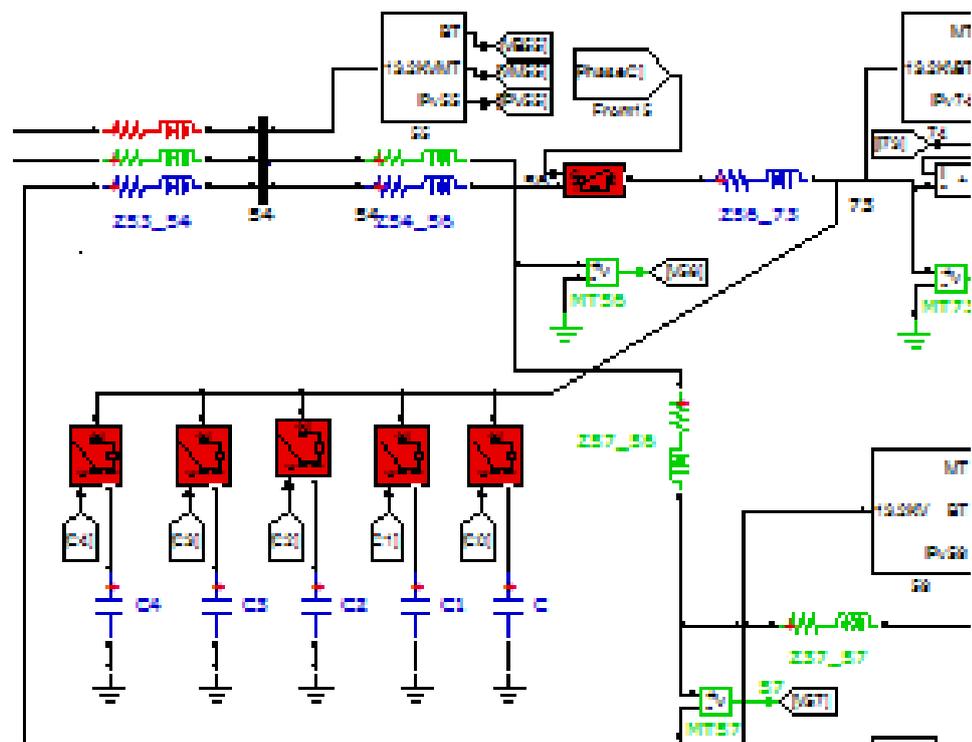
Load65Nc=max(CargaPv(7,:));
Load65Nd=max(CargaPv(8,:));
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Modelo Marina 04/09/2016
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Load Manager
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
CANTIDAD_PV=Ld(:,16);
for (iii=1:length(CANTIDAD_PV))
    num_trafo=iii;
    cant_dat=25;
    factor_deman_esc=0.3;
    Carga_trafo = Carga(num_trafo,:);
    tiempo_horas= [0.01:0.01:0.25*length(Carga_trafo)];
    for(ii=1:length(Carga_trafo))
        for (jj=1:cant_dat)
            Grafica_Discreta_trafos(jj+(ii-1)*cant_dat)=Carga_trafo(ii)*factor_deman_esc;
        end
    end
    %%plot(tiempo_horas,factor_deman_esc*Grafica_Discreta_trafos,'g')
    %%grid on
    %%GRAFICA DE PANELES SOLARES
    Num_PV=CANTIDAD_PV(iii);
    num_grafica=3;
    Pot_PV = PotSol(:,num_grafica);
    tiempo_horas=[0.01:0.01:0.25*length(Pot_PV)];
    for(ii=1:length(Pot_PV))
        for (jj=1:cant_dat)
            Grafica_Discreta_PV(jj+(ii-1)*cant_dat)=Num_PV*Pot_PV(ii);
        end
    end
    %%plot(tiempo_horas,Num_PV*Grafica_Discreta_PV,'r');
    %%GRAFICA DE DIESEL
    num_grafica=3;
    num_diesel=6;
    factor_diesel=1;
    Pot_Diesel = PotSol(:,num_diesel);
    tiempo_horas=[0.01:0.01:0.25*length(Pot_Diesel)];
    for(ii=1:length(Pot_Diesel))
        for (jj=1:cant_dat)
            Grafica_Discreta_Diesel(jj+(ii-1)*cant_dat)=Pot_Diesel(ii);
        end
    end
    %%plot(tiempo_horas,Grafica_Discreta_Diesel);
    Grafica_Discreta_Bateria=Grafica_Discreta_Diesel+Grafica_Discreta_PV-Grafica_Discreta_trafos;
    %%plot(tiempo_horas,Grafica_Discreta_Bateria);
    Curva_Bateria(:,iii)=Grafica_Discreta_Bateria;
end
C_Bateria=Curva_Bateria';

```

**Anexo F: Nodo principal de la ciudadela donde se van a instalar los 2 generadores.**

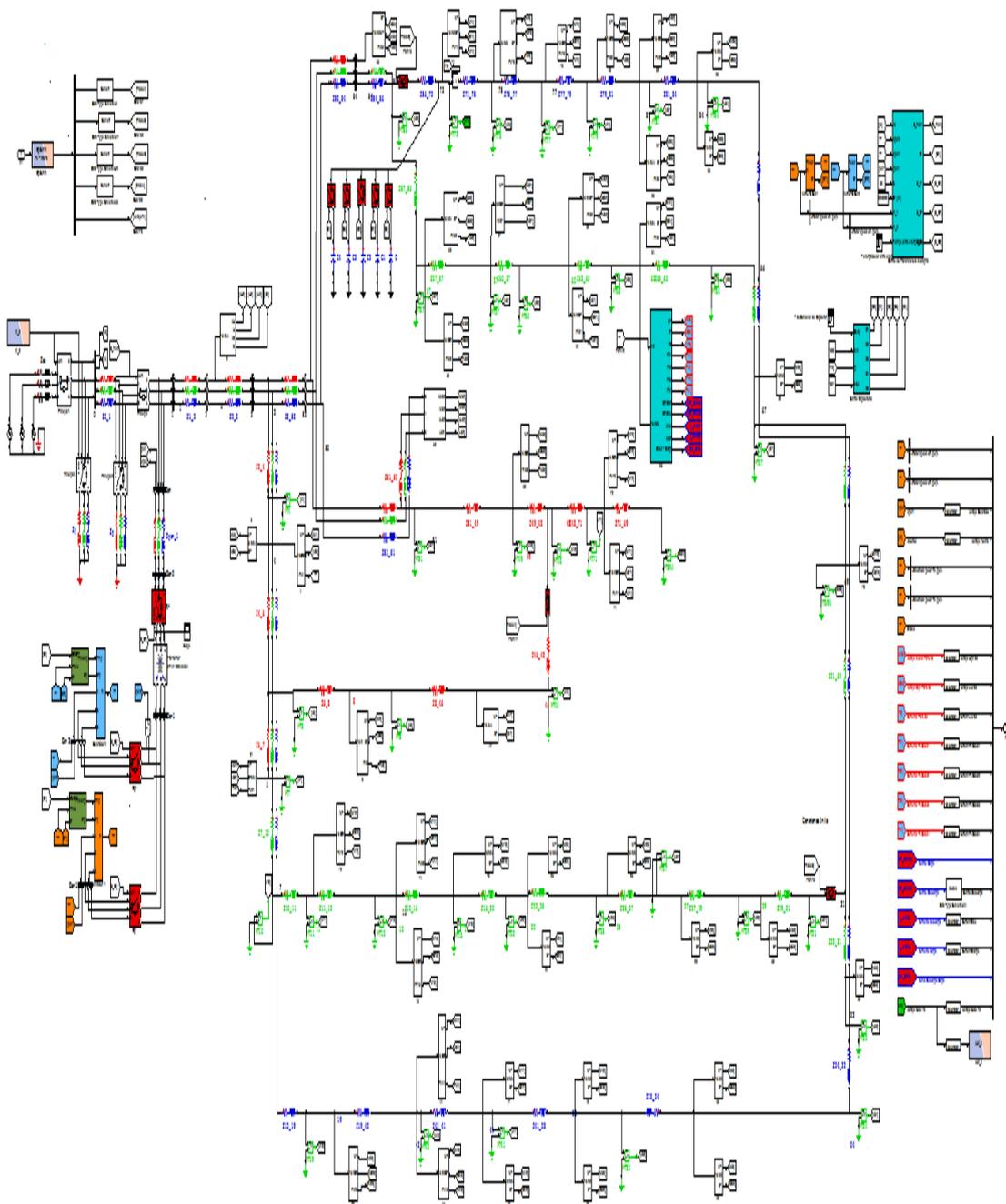


### Anexo G: Nodo donde se va a instalar los pasos de capacitores

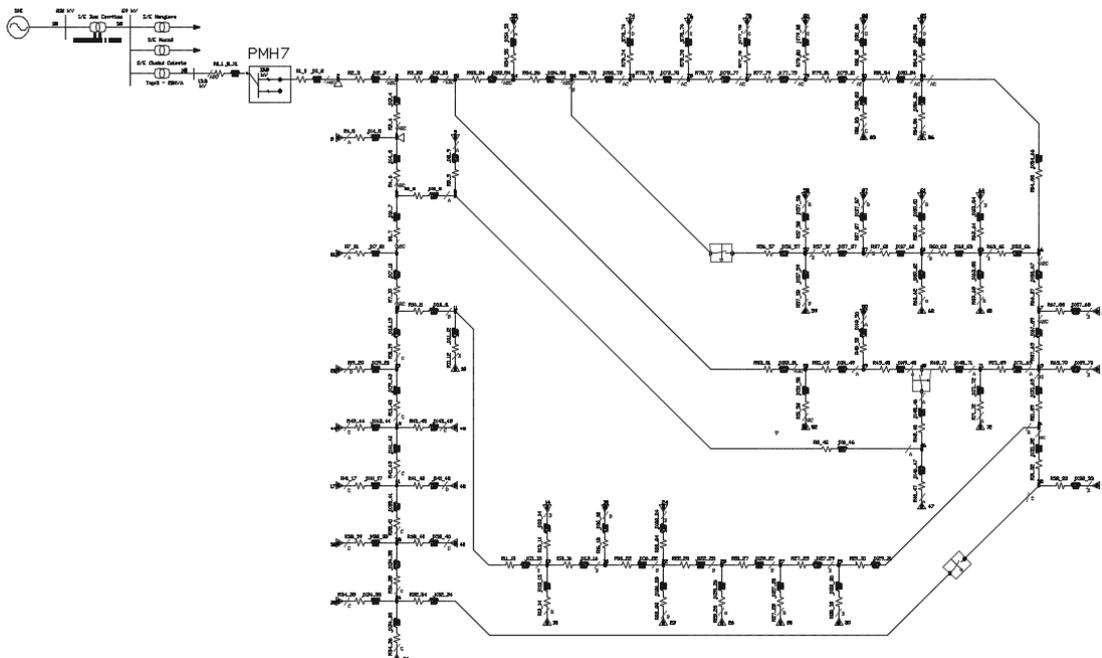




## Anexo I: Sistema Completo en Simulink

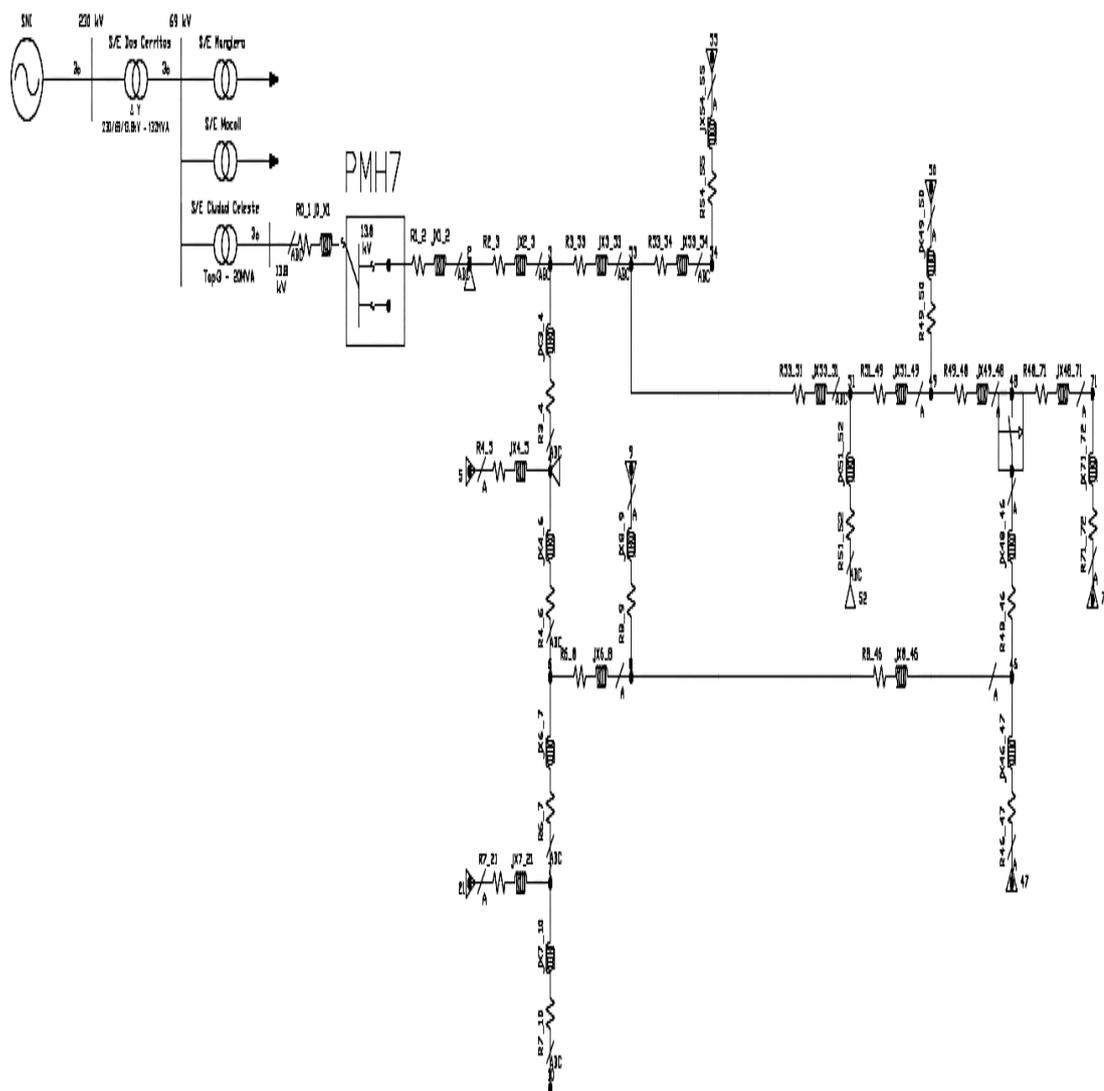


## Anexo J: Sistema Completo en Autocad



## Anexo K: Sistema Completo en Autocad de la Fase A

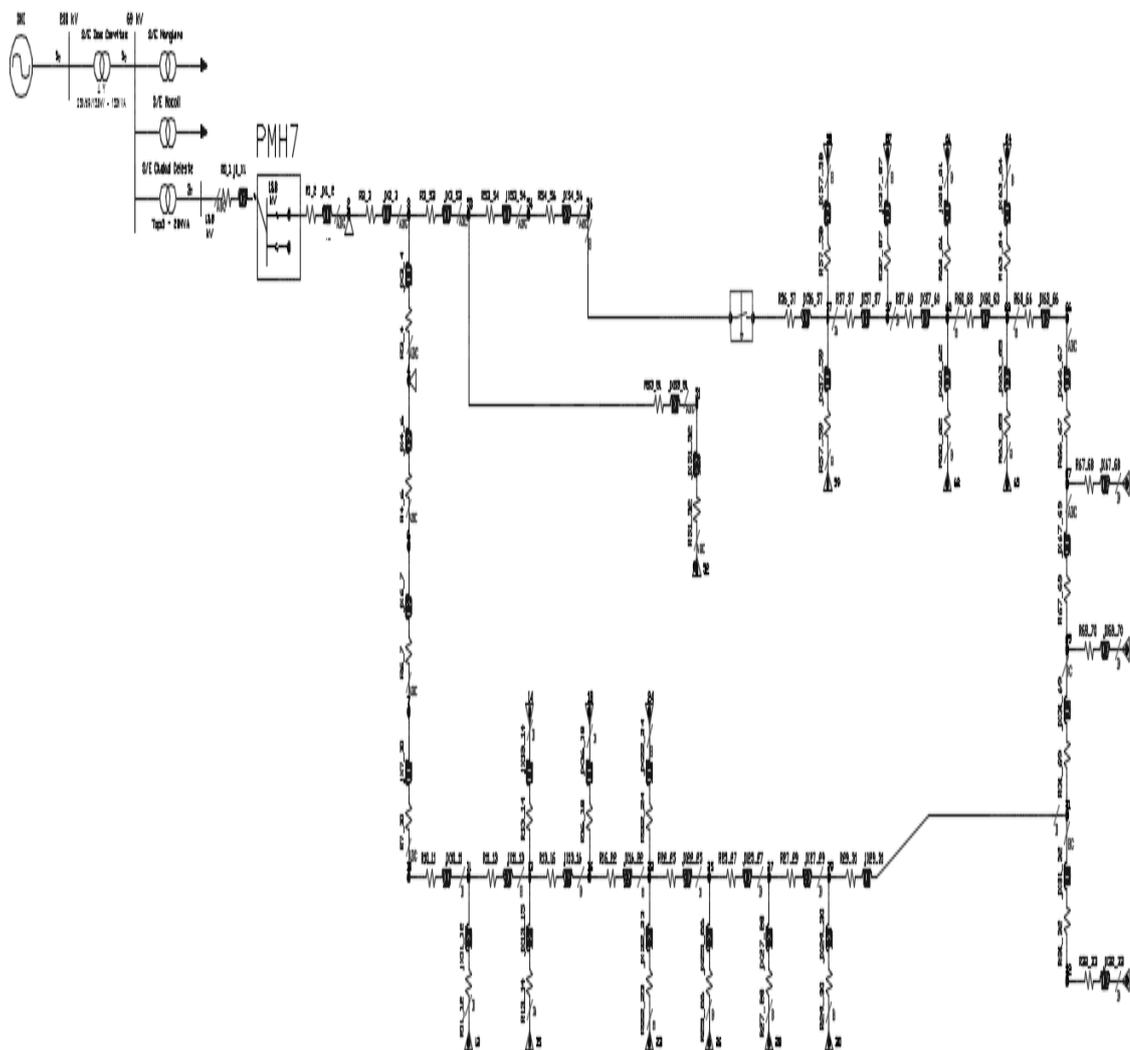
# DIAGRAMA FASE A



### Anexo L: Sistema Completo en Autocad de la Fase B

# DIAGRAMA FASE B

---



Anexo M: Sistema Completo en Autocad de la Fase C

DIAGRAMA FASE C

